



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO TERRESTRE EN EL MUNICIPIO DE GALVE, TERUEL

Autor: Blanca López Calderón

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Declaración de originalidad

Declaro bajo mi responsabilidad que el Proyecto presentado con el título **Estudio de viabilidad de un parque eólico terrestre en el municipio de Galve, Teruel** de la ETS de Ingeniería – ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2025-2026 es de mi autoría y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Uso de Inteligencia Artificial¹

Declaro bajo mi responsabilidad que (indicar la opción correcta):

☐ No he utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento.

☒ He utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento y/o del Anexo B siempre en las condiciones permitidas por la Universidad Pontificia Comillas, es decir, aplicando el Nivel 2 de la [Escala de Evaluación de Perkins et al. \(2024\)](#): *“La IA puede utilizarse para actividades previas a la tarea, como la lluvia de ideas, la descripción y la investigación inicial. Este nivel se centra en el uso de la IA para la planificación, las síntesis y la generación de ideas, pero las evaluaciones deben hacer hincapié en la capacidad de desarrollar y refinar estas ideas de forma independiente”*. En concreto, las Inteligencia Artificial ha sido empleada para:

(indicar aquí el uso concreto que se ha hecho de la Inteligencia Artificial)

Se ha implementado la IA para lluvias de ideas, contrastación de información, y traducción de textos al español, además de apoyo a la redacción, tanto del Anexo B como de la memoria.



Firmado (alumno): Blanca López Calderón

Fecha: 14 de julio de 2026

¹ Esta declaración se refiere al uso de la Inteligencia Artificial generativa para realizar los documentos del Proyecto (Anexo B y Memoria). No aplica a Proyectos donde, por su naturaleza, deban emplear inteligencia artificial como parte de los mismos (aplicación de técnicas de aprendizaje automático, redes neuronales, análisis de datos...)

Autorización para la entrega del Proyecto

El Director del Proyecto	El co-Director del Proyecto (si aplica)
ALONSO ALONSO CONSOLACION - 05408293G Firmado digitalmente por ALONSO ALONSO CONSOLACION - 05408293G Fecha: 2026.07.15 07:38:34 +02'00'	
Fdo:	Fdo:
Fecha:	Fecha:



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO TERRESTRE EN EL MUNICIPIO DE GALVE, TERUEL

Autor: Blanca López Calderón

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Agradecimientos

En primer lugar, quiero agradecer a la Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI) de la Universidad Pontificia Comillas la formación recibida durante estos años, que ha hecho posible que un trabajo como este pudiera llegar a plantearse siquiera.

A la empresa Vortex, por proporcionarme todos los datos sobre el recurso eólico que he necesitado.

A Consuelo Alonso, directora de este proyecto, por su ayuda constante y por la paciencia con la que ha resuelto cada una de mis dudas, y, sobre todo, por los ánimos en los momentos en los que me faltaban.

Y a mis padres, porque nada de esto habría sido posible sin ellos.

ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO TERRESTRE EN EL MUNICIPIO DE GALVE, TERUEL

Autor: López Calderón, Blanca.

Director: Alonso Alonso, Consolación.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Se ha realizado el estudio de viabilidad completo y el diseño de un parque eólico terrestre de 39,6 MW en el municipio de Galve (Teruel), abarcando la selección del emplazamiento, la caracterización del recurso eólico, la elección del aerogenerador, el diseño de la obra civil y de la infraestructura eléctrica, y el análisis económico-financiero. El parque, formado por seis aerogeneradores Siemens Gamesa SG 6,6-170, alcanza una producción neta anual de 112.384 MWh y resulta rentable tanto económicamente como a nivel energético.

Palabras clave: recurso eólico, aerogeneradores, WasP, Media tensión, VAN, TIR

1. Introducción

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030 fija el objetivo de que el 81 % de la generación eléctrica española proceda de fuentes renovables en 2030, con 62 GW de potencia eólica terrestre instalada. En 2024 las renovables aportaron el 56,8 % de la generación, y a finales de 2025 la potencia eólica instalada en España ascendía a 33.274 MW, por lo que alcanzar la meta exige seguir promoviendo nueva potencia.

En este contexto se plantea el Parque Eólico de Galve, situado en el noroeste de la provincia de Teruel, en la comarca del Maestrazgo. Se trata de un parque de 39,6 MW formado por seis aerogeneradores, que evacúan su producción al nudo de Valdeconejos 220 kV mediante una subestación transformadora 30/220 kV y una línea aérea de unos 16 km. El emplazamiento se sitúa a altitud de 1.483 m sobre el nivel del mar, en un terreno de pendiente suave, sin masas forestales relevantes y sin figuras de protección de la Red Natura 2000.

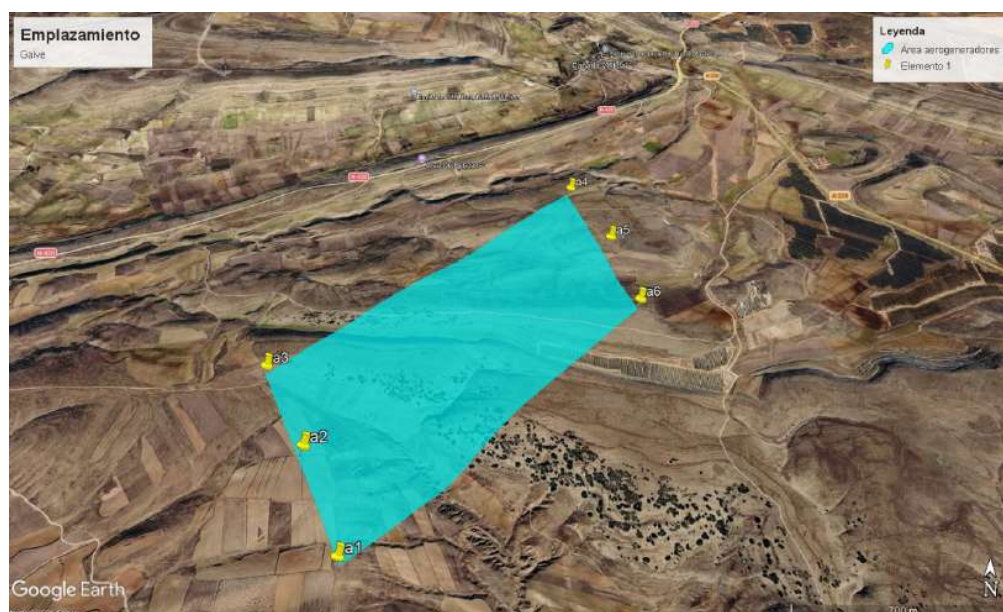


Figura 1: Parque eólico situado en el emplazamiento

2. Definición del Proyecto

El objetivo general del proyecto es determinar la viabilidad técnica y económica de un parque eólico terrestre en España y desarrollar su diseño. Este objetivo se concreta en cinco objetivos específicos:

- Seleccionar el emplazamiento más adecuado atendiendo a criterios normativos, técnicos y energéticos.
- Caracterizar el recurso eólico mediante el análisis estadístico de series meteorológicas.
- Estimar la producción anual a partir de la selección del aerogenerador óptimo.
- Diseñar la infraestructura eléctrica del parque, incluyendo la red de media tensión y la evacuación hasta la red de transporte.
- Evaluar la viabilidad económica del proyecto.

Para poder alcanzar cada objetivo, se comenzó por los datos de viento, provenientes de series de la empresa Vortex (diez años, 2016-2026, a 100 y 150 m sobre el suelo), seguido del análisis estadístico, realizado con Windographer, y la digitalización del terreno, la modelización de la rugosidad y la estimación de producción, con WasP. Por último, el modelo financiero, realizado con Microsoft Excel.

3. Desarrollo de modelo

3.1. Emplazamiento

Se compararon tres candidatos, en las provincias de León, Teruel y Cuenca, mediante una matriz multicriterio. El terreno próximo a Galve (Teruel) obtuvo la puntuación más alta, con 23 puntos frente a 17 y 16. Sus rasgos determinantes son una pendiente media del 3,9 %, la proximidad de las carreteras N-420 y A-228, una distancia de unos 16 km al nudo de Valdeconejos 220 kV y, sobre todo, la ausencia de espacios de la Red Natura 2000 (ZEPA, ZEC o LIC).

3.2. Recurso eólico

La caracterización a la altura de buje (150 m) arroja una velocidad media de 7,188 m/s, y una densidad de potencia que alcanza los 394 W/m². La dirección energética dominante es el NNO, con el 19,28 % de la energía disponible, perpendicularmente a la cual se han alineado las máquinas para minimizar el efecto estela. La simulación del campo de vientos en WasP arroja un efecto orográfico medio de -0,9 %, es decir, pérdidas por relieve despreciables.

3.3. Aerogenerador

Sobre este recurso se simularon en WasP tres modelos comerciales, comparándolos mediante el factor de capacidad, por ser el parámetro que mejor sintetiza el ajuste entre la curva de potencia de la máquina y la distribución de velocidades del emplazamiento. Resultó seleccionado el Siemens Gamesa SG 6,6-170 (rotor de 170 m, torre de 150 m, generador asíncrono doblemente alimentado a 690 V, clase IEC S).

3.4. Obra civil

Comprende los viales de acceso e interiores, seis cimentaciones circulares de hormigón armado con sus plataformas de montaje, 3.798 m de zanja eléctrica a 1 m de profundidad y un edificio de control.

3.5. Instalaciones eléctricas

Cada generador produce a 690 V y eleva la tensión a 30 kV en el transformador de góndola. En media tensión, los seis aerogeneradores se agrupan en dos ramales con configuración en V, ejecutados con cable Al XLPE 18/30 kV de 95 mm² en los tramos individuales y de 400 mm² en los tramos de salida. La sección se ha verificado frente a los tres criterios reglamentarios, intensidad máxima admisible, intensidad de cortocircuito y caída de tensión. Una subestación de intemperie 30/220 kV con transformador YNd11 eleva finalmente la tensión para su evacuación mediante una línea aérea.

3.6. Modelo económico

La inversión total (CAPEX) asciende a 42 M€, repartidos entre aerogeneradores, instalación eléctrica, obra civil y desarrollo del proyecto. Los gastos de explotación parten de 1,6 M€ anuales. El precio de venta se fija en 52,00 €/MWh a partir de la serie histórica de OMIE [21] (2016-2025), descartando la media aritmética por la distorsión de la crisis de precios de 2021-2023. La estructura de financiación es de 30 % de recursos propios y 70 % de deuda, sobre un horizonte de proyecto de 25 años.

4. Resultados

Tras la comparación de los tres aerogeneradores candidatos sobre el mismo terreno y recurso, se seleccionó el Siemens Gamesa SG 6,6-170, con el que el parque alcanza 39,6 MW de potencia instalada y una producción neta anual estimada de 112.384 MWh.

En cuanto al análisis económico, se han obtenido los siguientes indicadores financieros.

INDICADOR	RESULTADO
VAN del proyecto	18.402.555 €
TIR del proyecto	8,71%
VAN del accionista	9.169.931 €
TIR del accionista	14,64%
Payback	≈ 10,7 años

Tabla 1: Resumen de los indicadores

Los tres criterios de decisión conducen a la misma conclusión, el VAN es positivo tanto para el proyecto como para el accionista, la TIR supera en ambos casos la rentabilidad mínima exigida y el periodo de recuperación de la inversión queda holgadamente dentro de la vida útil del parque.

5. Conclusiones

Tanto el análisis energético como el económico conducen a la misma afirmación, el Parque Eólico de Galve es viable. Desde el punto de vista energético, el emplazamiento presenta una velocidad media de 7,188 m/s a la altura de buje y un régimen de vientos regular, que combinados con el aerogenerador escogido permiten alcanzar una producción neta de 112.384 MWh anuales y un factor de capacidad del 32,4 %, situado en el rango alto de los parques eólicos terrestres peninsulares.

Desde el punto de vista económico, esa producción se traduce en un VAN positivo tanto para el proyecto como para el accionista, en una TIR del 8,71 % y en un periodo de recuperación de la inversión de unos 10,7 años, holgadamente contenido dentro de los 25 años de vida útil.

FEASIBILITY STUDY OF AN ONSHORE WIND FARM IN THE MUNICIPALITY OF GALVE, TERUEL

Author: López Calderón, Blanca.

Supervistas: Alonso Alonso, Consolación.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

PROJECT SUMMARY

A complete feasibility study and design has been carried out for a 39.6 MW onshore wind farm in the municipality of Galve (Teruel), covering site selection, wind resource characterization, wind turbine selection, the design of the civil works and the electrical infrastructure, and the economic and financial analysis. The wind farm, made up of six Siemens Gamesa SG 6.6-170 wind turbines, achieves a net annual output of 112,384 MWh and proves to be profitable both economically and in energy terms.

Keywords: wind resource, wind turbines, WasP, medium voltage, NPV, IRR

1. Introduction

The Spanish National Integrated Energy and Climate Plan (PNIEC) 2023-2030 sets the target of 81 % of Spanish electricity generation coming from renewable sources by 2030, with 62 GW of installed onshore wind capacity. In 2024, renewables accounted for 56.8 % of generation, and by the end of 2025 the installed wind capacity in Spain amounted to 33,274 MW, so meeting the target requires the continued development of new capacity.

It is in this context that the Galve Wind Farm is proposed, located in the north-west of the province of Teruel, in the Maestrazgo region. It is a 39.6 MW wind farm made up of six wind turbines, which export their output to the Valdeconejos 220 kV node through a 30/220 kV step-up substation and an overhead line approximately 16 km long. The site lies at an altitude of 1,483 m above sea level, on gently sloping land, with no significant woodland and no Natura 2000 protected areas.

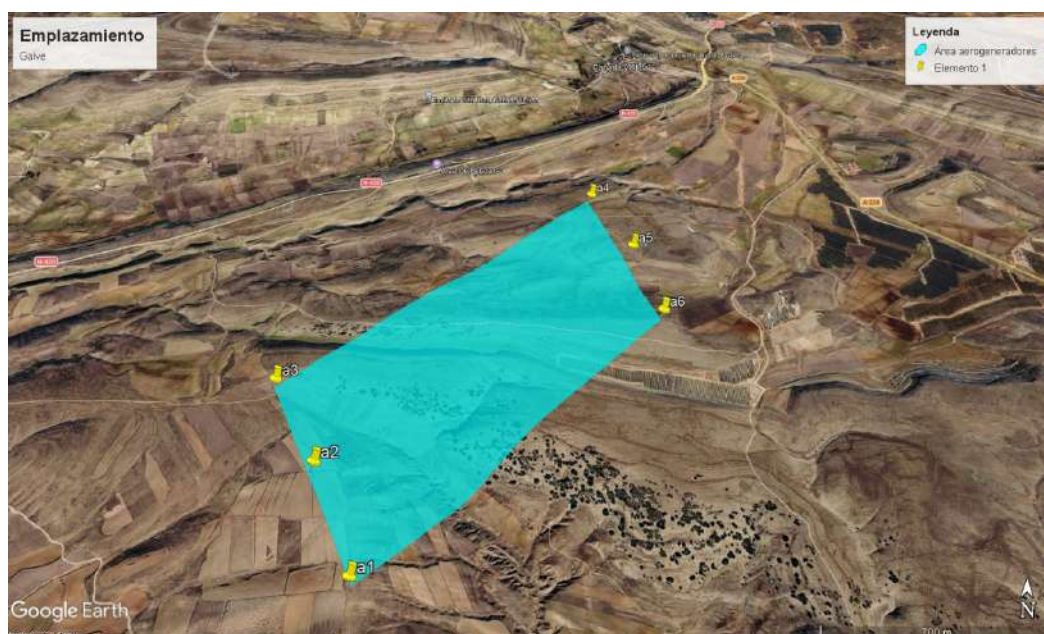


Figure 1: Wind farm layout at the site

2. Project Definition

The general objective of the project is to determine the technical and economic feasibility of an onshore wind farm in Spain and to develop its design. This objective is broken down into five specific objectives:

- To select the most suitable site according to regulatory, technical and energy criteria.
- To characterize the wind resource through the statistical analysis of meteorological time series.
- To estimate the annual output based on the selection of the optimal wind turbine.
- To design the electrical infrastructure of the wind farm, including the medium-voltage network and the connection to the transmission grid.
- To assess the economic feasibility of the project.

In order to meet each objective, the work started from the wind data, taken from time series provided by the company Vortex (ten years, 2016-2026, at 100 and 150 m above ground level). This was followed by the statistical analysis, carried out with Windographer, and by the digitization of the terrain, the modelling of the surface roughness and the energy yield estimation, carried out with WasP. Finally, the financial model was built by Microsoft Excel.

3. Model Development

3.1. Site

Three candidate sites were compared, in the provinces of León, Teruel and Cuenca, by means of a multi-criteria matrix. The land near Galve (Teruel) obtained the highest score, with 23 points against 17 and 16. Its decisive features are an average terrain slope of 3.9%, the proximity of the N-420 and A-228 roads, a distance of around 16 km to the Valdeconejos 220 kV node and, above all, the absence of Natura 2000 protected areas.

3.2. Wind resource

The characterization at hub height (150 m) yields a mean wind speed of 7.188 m/s and a power density of 394 W/m². The dominant energy direction is NNW, accounting for 19.28 % of the available energy; the turbines have been aligned perpendicular to this direction in order to minimize wake losses. The wind field simulation in WasP gives an average orographic effect of -0.9 % negligible losses due to the terrain.

3.3. Wind turbine

Three commercial models were simulated in WasP on this resource and compared by means of the capacity factor, as it is the parameter that best captures the match between the power curve of the machine and the wind speed distribution of the site. The Siemens Gamesa SG 6.6-170 was selected (170 m rotor, 150 m tower, doubly fed induction generator at 690 V, IEC class S).

3.4. Civil works

These comprise the access and internal tracks, six circular reinforced concrete foundations with their assembly platforms, 3,798 m of electrical trench at a depth of 1 m, and a control building.

3.5. Electrical installations

Each generator produces at 690 V and steps the voltage up to 30 kV in the nacelle transformer. At medium voltage, the six wind turbines are grouped into two feeders in a V-shaped configuration, built with 18/30 kV Al XLPE cable of 95 mm² in the individual sections and 400 mm² in the outgoing sections. The cross-section has been verified against the three regulatory criteria: maximum admissible current, short-circuit current and voltage drop. An outdoor 30/220 kV substation with a YNd11 transformer finally steps the voltage up for export through an overhead line.

3.6. Economic model

The total investment (CAPEX) amounts to €42 M, distributed between wind turbines, electrical installations, civil works and project development. Operating expenditure starts at €1.6 M per year. The energy selling price is set at €52.00/MWh on the basis of the historical OMIE [21] series (2016-2025), discarding the arithmetic mean because of the distortion caused by the 2021-2023 price crisis. The financing structure consists of 30 % equity and 70 % debt, over a 25-year project horizon.

4. Results

Following the comparison of the three candidate wind turbines on the same terrain and the same resource, the Siemens Gamesa SG 6.6-170 was selected, with which the wind farm reaches an installed capacity of 39.6 MW and an estimated net annual output of 112,384 MWh.

As regards the economic analysis, the following financial indicators were obtained.

INDICATOR	RESULTS
Project NPV	18,402,555 €
Project IRR	8.71%
Equity NPV	9,169,931 €
Equity IRR	14.64%
Payback	≈ 10.7 años

Table 1: Summary of indicators

The three decision criteria lead to the same conclusion: the NPV is positive both for the project and for the shareholder, the IRR exceeds the minimum required return in both cases, and the payback period falls comfortably within the useful life of the wind farm.

5. Conclusions

Both the energy analysis and the economic analysis led to the same statement: the Galve Wind Farm is feasible. From an energy standpoint, the site presents a mean wind speed of 7.188 m/s at hub height and a regular wind regime which, combined with the selected wind turbine, make it possible to achieve a net output of 112,384 MWh per year and a capacity factor of 32.4 %, at the upper end of the range for onshore wind farms in mainland Spain.

From an economic standpoint, this output translates into a positive NPV both for the project and for the shareholder, an IRR of 8.71 % and a payback period of around 10.7 years, comfortably contained within the 25 years of useful life.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	11
1.1 Situación actual	11
1.2 Motivación	13
1.3 Objetivos del proyecto	13
1.4 Alineación con los ODS.....	14
1.5 Metodología de trabajo	15
1.6 Recursos a emplear	16
Capítulo 2. Estado de la cuestión.....	17
2.1 Contexto global	17
2.2 Contexto Peninsular	19
2.3 Fundamentos del recurso eólico.....	20
2.4 Diseño del parque eólico.....	21
Capítulo 3. Normativa	23
3.1 Normativa europea	23
3.2 Marco energético y autorización administrativa	23
3.3 Reglamentación eléctrica	24
3.4 Normativa técnica UNE-EN, IEC	24
3.5 Obra civil, edificación y seguridad	25
3.6 Normativa ambiental, territorial y fiscal	25
Capítulo 4. Selección del Emplazamiento	27
Capítulo 5. Análisis del recurso eólico y topográfico.....	30
5.1 Estudio del recurso eólico	30
5.2 Perfil vertical de cizalladura de la velocidad	31
5.3 Rosas de viento	32
5.3.1 Rosa de viento de frecuencia	32
5.3.2 Rosa de viento de velocidad	33
5.3.3 Rosa de viento de energía	33
5.4 Distribución de Weibull	34

5.5	Variabilidad de la velocidad media mensual	36
5.6	Estudio topográfico con análisis energético.....	37
5.6.1	Digitalización del terreno	37
5.6.2	Comparación de los aerogeneradores	39
5.7	Simulación del campo de vientos.....	43
Capítulo 6. Aerogenerador Seleccionado		44
6.1	Descripción general de la turbina.....	44
6.2	Componentes Principales	44
6.3	Resumen parámetros aerogenerador	47
Capítulo 7. Obra Civil.....		48
7.1	Accesos y vías	48
7.2	Cimentación de los aerogeneradores.....	50
7.3	Zanjas eléctricas	50
7.4	Edificio de control.....	52
7.5	Subestación	52
Capítulo 8. Instalaciones eléctricas		53
8.1	Red de baja tensión	53
8.2	Red de media tensión	54
8.3	Centro de transformación y Celdas de mt.....	54
8.4	Cables de mt.....	56
8.5	Cables de puesta a tierra.....	58
8.6	Red de alta tensión	58
8.7	Subestación mt/at	59
8.8	Línea aérea	63
8.9	Sistema de protecciones	63
8.10	Sistema de comunicaciones	64
8.11	Servicios auxiliares	64
8.11.1	Cuadro de ca	65
8.11.2	Cuadro de cc	65
Capítulo 9. Análisis Económico.....		66
9.1	Presupuesto	67
9.2	Ingresos y pérdidas.....	69

9.3	Cuenta de pérdidas y ganancias	69
9.4	Flujos de caja	70
9.5	Indicadores financieros	72
9.5.1	WACC	72
9.5.2	VAN.....	73
9.5.3	TIR.....	73
Capítulo 10. Alineación con los ODS		75
Capítulo 11. Conclusiones.....		77
Capítulo 12. Bibliografía.....		79
ANEXO I: Comparativa de Emplazamientos		82
ANEXO II: Análisis del recurso eólico		96
ANEXO III: Estudio topográfico y análisis energético		108
ANEXO IV: Cálculos eléctricos.....		120
ANEXO V: Desglose del estudio de la viabilidad económica		129
ANEXO VI: Planos		137

Índice de figuras

Ilustración 1: Estructura de la generación por tipo de central	11
Ilustración 2: Mix energético nacional en 2025	12
Ilustración 3: Los 17 objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) [6].....	14
Ilustración 4: Diagrama de Gantt de la organización del TFG.....	15
Ilustración 5: Potencia eólica instalada en 2025 a nivel global.....	17
Ilustración 6: Crecimiento esperado de la eólica para 2030.....	18
Ilustración 7: Potencia eólica por CCA en 2025	19
Ilustración 8: Distribución de Weibull de la velocidad del viento	20
Ilustración 9: Efecto estela en aerogeneradores [7].....	21
Ilustración 10: Emplazamiento escogido.....	28
Ilustración 11: Coordenadas de la torre de viento	29
Ilustración 12: Perfil vertical de cizalladura del viento	31
Ilustración 13: Rosa de viento de frecuencia a 150m.....	32
Ilustración 14: Rosa de viento de velocidad a 150m.....	33
Ilustración 15: Rosa de viento de energía a 150m.....	34
Ilustración 16: Distribución de Weibull a 100m	35
Ilustración 17: Distribución de Weibull a 150m	35
Ilustración 18: Variabilidad mensual de la velocidad	36
Ilustración 19: Mapa de rugosidad y curvas de nivel del emplazamiento.....	37
Ilustración 20: Mapa topográfico del emplazamiento del parque eólico.....	38
Ilustración 21: Curva de potencia Vestas V172	39
Ilustración 22: Curva de potencia Nordex N163	40
Ilustración 23: Curva de potencia Siemens	41
Ilustración 24: Velocidad orográfica	43
Ilustración 25: Esquema simplificado del aerogenerador.....	46
Ilustración 26: Mapa visor de las carreteras de Aragón [17].....	48
Ilustración 27: Accesos al emplazamiento en Galve	49
Ilustración 28: Tramos de las zanjías eléctricas	51

Ilustración 29: Criterios de selección de tensión nominal del cable [18].....	57
Ilustración 30: Seccionador tripolar [19].....	60
Ilustración 31: Interruptor junto con TI [20]	62
Ilustración 32: TT junto con pararrayos [20].....	62

Índice de tablas

Tabla 1: Resumen de la energía de Vestas	40
Tabla 2: Resultados finales Vestas	40
Tabla 3: Pérdidas por agentes externos	40
Tabla 4: Resumen de la energía de Nordex	41
Tabla 5: Resultados finales Nordex	41
Tabla 6: Resumen de la energía de Siemens	42
Tabla 7: Resultados finales Siemens	42
Tabla 8: Especificaciones Siemens SG170	47
Tabla 9: Longitudes de los tramos de zanjas	51
Tabla 10: Especificación técnica del transformador del aerogenerador	54
Tabla 11: Características de las celdas de MT	55
Tabla 12: Configuración de las celdas MT	55
Tabla 13: Especificaciones técnicas del trafo MT/AT	59
Tabla 14: Especificaciones técnicas del seccionador	60
Tabla 15: Especificaciones técnicas del interruptor	61
Tabla 16: Especificaciones técnicas de los pararrayos	61
Tabla 17: Relación de transformación de los TI y TT	61
Tabla 18: Datos de partida y origen	66
Tabla 19: Resumen del presupuesto de inversión	67
Tabla 20: Presupuesto del proyecto	68
Tabla 21: Cuenta de PyG resumida	70
Tabla 22: Flujos de cajas	71
Tabla 23: VAN obtenidos	73
Tabla 24: TIR obtenidas	73
Tabla 25: Resumen de las características principales del parque	77

Listado de acrónimos

AEP: Annual Energy Production. Producción anual de energía del parque.

AIS: Air Insulated Switchgear. Subestación con aislamiento en aire.

AT: Alta Tensión (tensiones superiores a 36 kV; en este proyecto, 220 kV).

BAI: Beneficio Antes de Impuestos.

BAIL: Beneficio Antes de Intereses e Impuestos (resultado de explotación).

BT: Baja Tensión (tensiones inferiores a 1 kV; aquí, 690 V).

CA: Corriente Alterna.

CAPEX: Capital Expenditure. Coste total de inversión del proyecto.

CAPM: Capital Asset Pricing Model. Modelo con el que se estima el coste de los recursos propios (K_e).

CC: Corriente Continua.

CFac: Flujo de Caja del Accionista. Dinero que percibe el promotor tras atender la deuda.

CT: Centro de Transformación. Conjunto de celdas y transformador de cada aerogenerador.

CTE: Código Técnico de la Edificación.

DEVEX: Development Expenditure. Costes de desarrollo del proyecto (ingeniería, permisos, tramitación).

DFIG: Doubly Fed Induction Generator. Generador asíncrono doblemente alimentado.

EBITDA: Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization. Beneficio bruto de explotación.

EPR: Etileno-propileno. Material de aislamiento de cables eléctricos.

FCD: Flujo de Caja de la Deuda. Recoge el servicio del préstamo (intereses y devolución de principal).

FCF: Free Cash Flow. Flujo de caja libre del proyecto, independiente de su financiación.

FDA: Función de Distribución Acumulada. Probabilidad de que la velocidad del viento sea inferior a un valor dado.

GIS: Gas Insulated Switchgear. Subestación con aislamiento en gas (SF₆).

GWEC: Global Wind Energy Council. Consejo Global de Energía Eólica.

HIS: Hybrid Insulated Switchgear. Subestación de tecnología híbrida.

IEC: International Electrotechnical Commission. Comisión Electrotécnica Internacional.

IP: Índice de Protección. Grado de estanqueidad de una envolvente frente a sólidos y agua (p. ej. IP65).

ITC-BT: Instrucción Técnica Complementaria del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

ITC-LAT: Instrucción Técnica Complementaria del Reglamento de Líneas de Alta Tensión.

ITC-RAT: Instrucción Técnica Complementaria del Reglamento de instalaciones eléctricas de Alta Tensión.

LIC: Lugar de Importancia Comunitaria. Figura de protección de la Red Natura 2000.

MT: Media Tensión.

ODS: Objetivos de Desarrollo Sostenible de la Agenda 2030 de la ONU.

OMIE: Operador del Mercado Ibérico de Energía, polo español. Gestiona el mercado diario

de electricidad.

ONAN / ONAF: Oil Natural Air Natural / Oil Natural Air Forced. Modos de refrigeración del transformador de potencia.

ONU: Organización de las Naciones Unidas.

OPEX: Operational Expenditure. Gastos de operación y mantenimiento.

PGC: Plan General Contable.

PNIEC: Plan Nacional Integrado de Energía y Clima.

PPA: Power Purchase Agreement. Contrato bilateral de compraventa de energía a largo plazo.

PyG: Cuenta de Pérdidas y Ganancias.

RAT: Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión (RD 337/2014).

RD: Real Decreto.

REBT: Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (RD 842/2002).

REE: Red Eléctrica de España. Operador del sistema y gestor de la red de transporte.

RLAT: Reglamento de Líneas eléctricas de Alta Tensión (RD 223/2008).

SCADA: Supervisory Control And Data Acquisition. Sistema de supervisión y control remoto del parque.

SSAA: Servicios Auxiliares.

TI: Transformador de Intensidad. Reduce la corriente a valores normalizados de medida y protección.

TIR: Tasa Interna de Retorno.

TT: Transformador de Tensión. Reduce la tensión a valores normalizados de medida y protección.

UNE-EN: Una Norma Española que traspone una norma europea (EN).

UTM: Universal Transverse Mercator. Sistema de coordenadas geográficas proyectadas.

VAN: Valor Actual Neto.

VSC: Voltage Source Converter. Convertidor en fuente de tensión.

WACC: Weighted Average Cost of Capital. Coste medio ponderado del capital.

ZEC: Zona Especial de Conservación. Figura de protección de la Red Natura 2000.

ZEPA: Zona de Especial Protección para las Aves.

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 SITUACIÓN ACTUAL

En el contexto energético actual [22], se está empujando al uso de energías renovables como fuente principal, dada la necesidad de reducir al máximo las emisiones de CO₂. En España, las energías renovables juegan un papel imprescindible en la transición energética, puesto que se quiere disminuir la dependencia de combustibles fósiles importados y los gases de efecto invernadero.

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) [1] es la herramienta estratégica nacional que integra la política de energía y clima, para que España aspire a ser uno de los países en materia de transición energética. Propone una serie de objetivos, entre los cuales se encuentra que el 81% de la generación eléctrica sea renovable.

En 2024, las energías renovables aportaron el 56,8% de la generación eléctrica, dato superior a lo obtenido en 2023 en España. En el siguiente gráfico, obtenido de la página web oficial de Red Eléctrica [2], se muestra la estructura de la generación por tipo de central en ciertas comunidades autónomas.

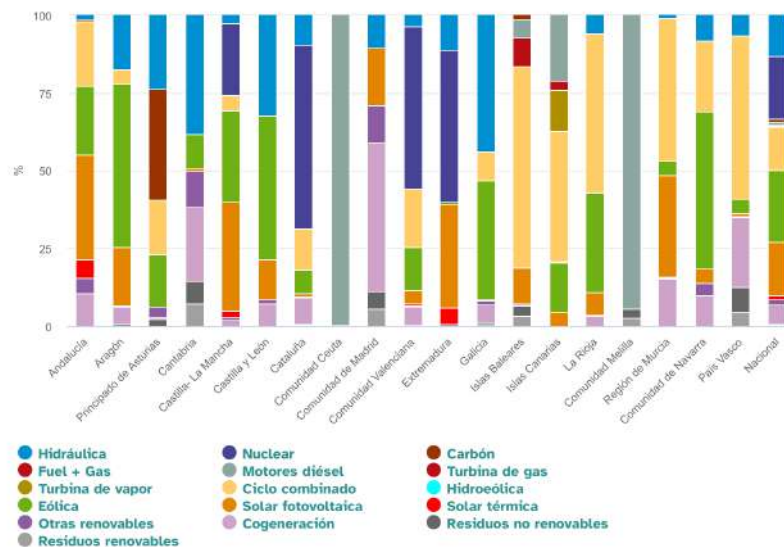


Ilustración 1: Estructura de la generación por tipo de central

Como se puede observar, la energía eólica fue la principal fuente de energía renovable del sistema eléctrico español, con una potencia instalada de 32.104 MW, lo que supone un aumento de un 4,1% con respecto al 2023, al haber instalado 1.275 MW más en el territorio español.

A nivel global, la energía eólica es una de las tecnologías con mayor crecimiento, impulsado por el aumento de la demanda energética y compromisos internacionales. La capacidad eólica se encuentra por encima de los 1.000 GW, siendo China, Estados Unidos, India y Alemania los países líderes en generación.

En 2025 la producción de renovable en el mix disminuyó hasta el 55,5%. A pesar de ello, el carbón se redujo en un 50% con respecto al año anterior y la eólica se mantiene líder por tercer año consecutivo, con una generación de 58.801 GWh y una potencia nueva instalada de 1.146 MW [5].

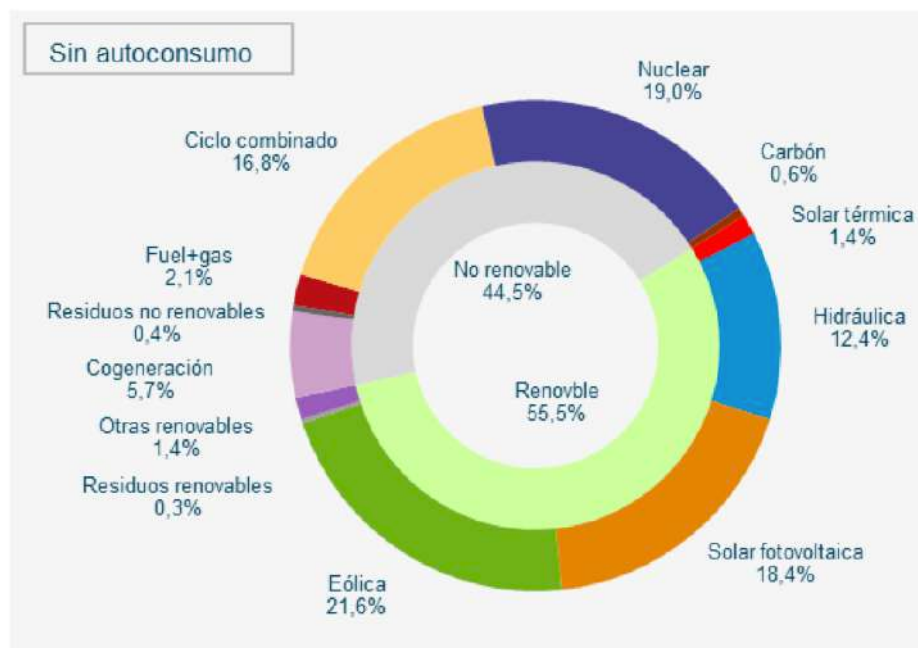


Ilustración 2: Mix energético nacional en 2025

Este Trabajo de Fin de Grado tiene como objetivo, dado el desarrollo de la energía eólica, el estudio de la viabilidad de un parque eólico terrestre cuyo fin principal será disminuir el impacto medioambiental. En él se incluirán la selección del emplazamiento más adecuado, el estudio del recurso eólico, un análisis de la producción de energía eléctrica, la selección

del mejor aerogenerador y una descripción de la obra civil para llevar a cabo su construcción. Por último, se llevará a cabo el estudio de la viabilidad económica del proyecto.

1.2 MOTIVACIÓN

La motivación de realizar este proyecto surge de la importancia de las energías renovables en el actual contexto energético en España, especialmente de la energía eólica. Este trabajo de Fin de Grado es la oportunidad idónea para plasmar los conocimientos adquiridos a lo largo del grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales y observar cómo esta idea puede llegar a ser un caso realista y apto para el mundo profesional del ingeniero industrial.

Este proyecto integra de forma completa y precisa el desarrollo de una infraestructura de generación renovable, y para ello, es necesario llevar a cabo un estudio del recurso, desde su análisis inicial hasta una evaluación final de su rentabilidad económica. Realizar este trabajo implica unir dos mundos, el energético y el económico, lo que constituye una experiencia que me ayudará a formarme tanto en el ámbito académico como en el profesional.

1.3 OBJETIVOS DEL PROYECTO

Este proyecto tiene como objetivo la instalación de un parque eólico terrestre, lo que conlleva un estudio profundo de la viabilidad técnica y económica del mismo. A su vez, se plantean otros objetivos más específicos como:

1. Analizar el correcto emplazamiento de un parque eólico, teniendo en cuenta la normativa y los criterios técnicos y energéticos.
2. Estudio del recurso eólico mediante análisis meteorológicos.
3. Análisis de la producción anual a partir de la selección del mejor aerogenerador.
4. Diseño de la infraestructura eléctrica, junto con la red de media tensión y la subestación transformadora.
5. Estudio de la viabilidad económica del proyecto.

1.4 ALINEACIÓN CON LOS ODS

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible de la Agenda 2030 de la ONU [6] son un plan de acción para erradicar la pobreza, proteger el planeta y garantizar la sostenibilidad. Cuenta con 17 metas globales, de entre la cuales este proyecto se alinea con:

ODS 7. Energía asequible y no contaminante: este proyecto promueve la generación eléctrica a partir de fuentes renovables, siendo en este caso la energía eólica. Así, se pretende disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero para impulsar una transición energética sostenible y justa.

ODS 9. Industria, innovación e infraestructura: mediante el desarrollo de nuevas tecnologías energéticas e infraestructuras se pretende hacer frente al aumento de la población para que se garanticen puestos de trabajo, mientras que se tiene un impacto positivo sobre el medio ambiente.

ODS 13. Acción por el clima: al emplear un recurso natural como es el viento, se contribuye a la disminución de gases de efecto invernadero, por lo que se está adoptando una medida para combatir el cambio climático y sus efectos.



Ilustración 3: Los 17 objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) [6]

1.5 METODOLOGÍA DE TRABAJO

En cuanto a la realización del trabajo, se seguirá una metodología dividida en varias fases. En primer lugar, se ha de realizar un estudio de la normativa y una revisión bibliográfica para poder establecer el marco teórico del estudio. Una vez se haya realizado esto, se deberá seleccionar el emplazamiento adecuado para el desarrollo de la infraestructura, y se analizará el recurso en esa zona mediante análisis de datos meteorológicos y herramientas tecnológicas como las torres anemométricas [24].

Posteriormente, se seleccionará el aerogenerador más eficiente y cuyo rendimiento sea capaz de aumentar su producción energética. Por ello, será necesario realizar estimaciones anuales sobre la producción, considerando pérdidas eléctricas o fallos en el mantenimiento de las máquinas. A continuación, se diseñará la infraestructura eléctrica necesaria, incluyendo una red de media tensión y una subestación próxima, que aseguren que la electricidad llega a la red de transporte con la calidad y seguridad requeridas.

Finalmente, se realizará un estudio de la viabilidad económica del proyecto, en el que se incluirán análisis en los que estimarán costes, ingresos y se evaluará la rentabilidad de este.

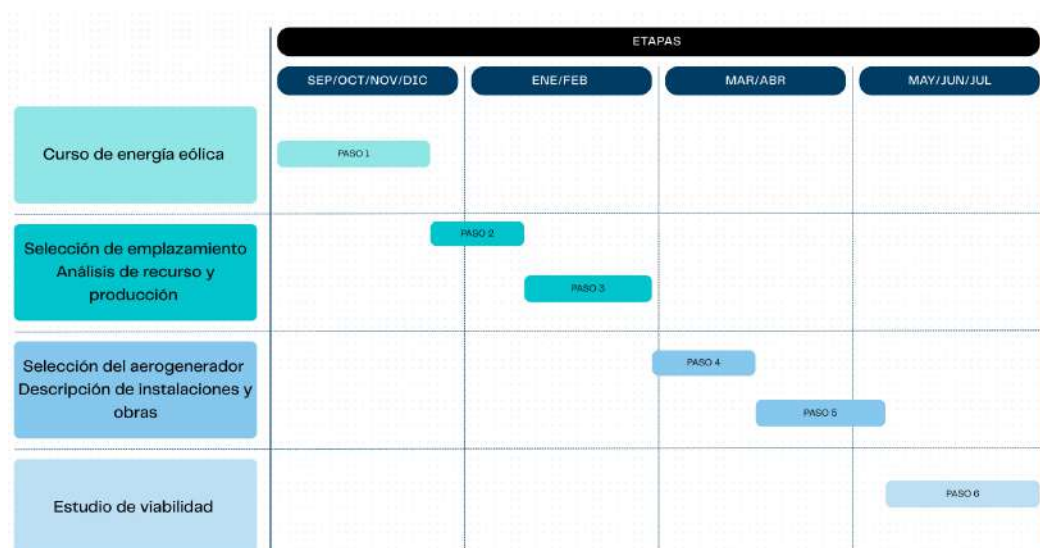


Ilustración 4: Diagrama de Gantt de la organización del TFG

1.6 RECURSOS A EMPLEAR

Para la realización del trabajo se emplearán los siguientes recursos:

- Fuentes de información: se emplearán bases de datos meteorológicos, como mapas eólicos ibéricos o páginas web como Windographer [11], Google Earth [13], o el programa WasP [12], para realizar el estudio del recurso y seleccionar el emplazamiento adecuado. Los datos obtenidos sobre el recurso eólico han sido posibles gracias a la empresa Vortex [10]. Por otro lado, será necesario tener una documentación detallada de la normativa actual y de datos técnicos de fabricantes de aerogeneradores.
- Herramientas de software: será imprescindible emplear hojas de cálculo para el correcto análisis económico, por lo que se empleará Microsoft Excel, dónde también se podrán realizar gráficas. Será interesante buscar opciones en las que se puedan realizar simulaciones, como, por ejemplo, SimScale.
- Para la realización de planos se empleará la herramienta AutoCad.

Capítulo 2. ESTADO DE LA CUESTIÓN

2.1 CONTEXTO GLOBAL

En los últimos años se ha ido aumentando progresivamente la capacidad de potencia eólica, principalmente por la necesidad de acelerar la transición energética, la alta competitividad y madurez tecnológica de la industria, y su capacidad para abaratar la factura eléctrica.

El avance de esta tecnología se ha visto impulsado en las dos últimas décadas, dado que a principios del siglo XXI había instalados 20 GW, mientras que en la actualidad hay un total de 1.299 GW de energía eólica mundial. Esto ha sido posible gracias a las mejoras tecnológicas de las turbinas, que permiten maximizar la energía al operar con velocidades más elevadas.

A nivel global, según el Consejo Global de Energía Eólica (GWEC) [3] [22], en 2025 se instalaron 165 GW con respecto al año anterior, siendo China el país líder del sector, abarcando el 46% de la potencia total instalada, dada su tecnología innovadora, su política consistente y su expansión gradual. Por detrás está Estados Unidos con un 15%, y en Europa los dos países líderes son Alemania con un 6% y en segundo lugar España con un 3%.

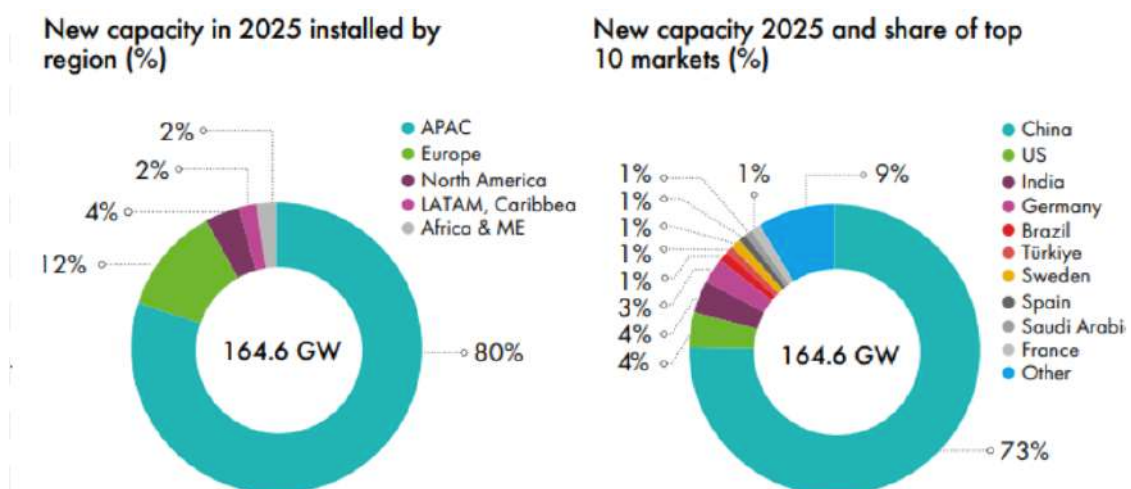


Ilustración 5: Potencia eólica instalada en 2025 a nivel global

Sin embargo, la energía eólica continúa enfrentándose a una serie de desafíos que frenan su crecimiento. El viento varía en función de las condiciones meteorológicas, lo que lo convierte en un recurso menos fiable al no garantizar una producción constante. A su vez, el impacto que causan los aerogeneradores sobre el paisaje y las aves es un aspecto que afecta negativamente en su construcción. Por último, otro reto al que se le está haciendo frente es la necesidad de adaptar la red eléctrica a las energías renovables, junto con la construcción de sistemas de almacenamiento y de infraestructuras de transporte.

A pesar de ello, el GWEC [3] prevé que en 2030 la capacidad total instalada a nivel mundial supere los 2 TW, dados los resultados obtenidos este año. Así, la eólica pasaría a ser la pieza central del sistema energético y una parte clave en economías de rápido crecimiento, ya que ambas fomentan su desarrollo.

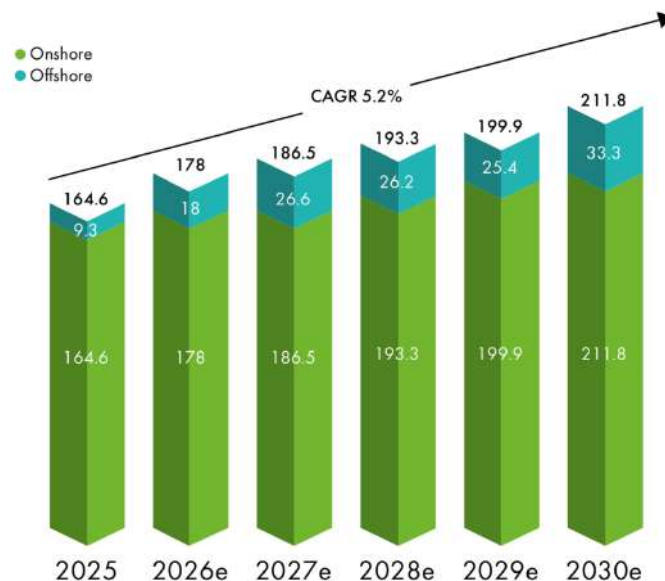


Ilustración 6: Crecimiento esperado de la eólica para 2030

2.2 CONTEXTO PENINSULAR

A partir de la década de los noventa, España se ha convertido en una de las potencias que más desarrollo energético eólico ha experimentado, gracias a la amplia disponibilidad de zonas que cuentan con un recurso eólico de calidad, las políticas de apoyo a las energías renovables y la construcción de un elevado número de parques eólicos.

La energía eólica aporta un 21,6% del mix energético español, convirtiéndose en una de las fuentes principales de generación. Según el informe de Apecyl [4], respaldado por REE, en noviembre del 2025 la energía eólica aportó un 31,1%, superando a otras fuentes como la energía nuclear o el ciclo combinado de gas natural, que representaron un 16,4% y un 18,6% respectivamente.

En España, REE [2] afirma que a finales del 2025 había instalados un total de 33.274 MW, lo que supone que la capacidad se ha visto incrementada en un 3,6% con respecto al 2024. Las tres comunidades autónomas que albergan más potencia eólica son Castilla y León con un 23.3%, seguida de Aragón con un 18% y en tercer lugar Castilla-La Mancha con un 15%.

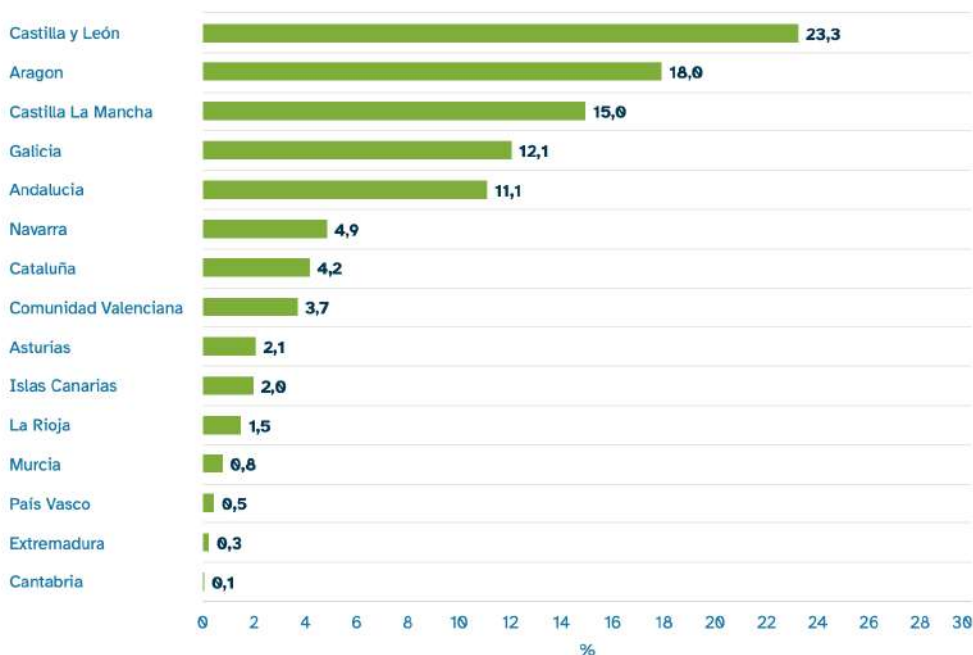


Ilustración 7: Potencia eólica por CCA en 2025

2.3 FUNDAMENTOS DEL RECURSO EÓLICO

La energía eólica es una manifestación indirecta de la rotación terrestre combinada con la energía solar y la orografía. Son los aerogeneradores los encargados de transformar la energía cinética del viento en energía eléctrica, y gracias al aumento de su potencia unitaria, rendimiento y reducción de costes tanto en inversión como en operación, esta tecnología se ha desarrollado de manera significativa. Sin embargo, el análisis del recurso eólico es uno de los aspectos más críticos de esta cuestión.

El recurso eólico se caracteriza por su variabilidad temporal, la velocidad del viento y su dirección. El estudio de estos tres puntos es fundamental, y por ello, se emplean tecnologías como torres anemométricas [24], con las que se pueden obtener mediciones precisas de la velocidad y dirección del viento en un emplazamiento específico; datos procedentes de estaciones meteorológicas, o atlas eólicos. Una de las metodologías más comunes para obtener la velocidad del viento es la distribución de Weibull [24].

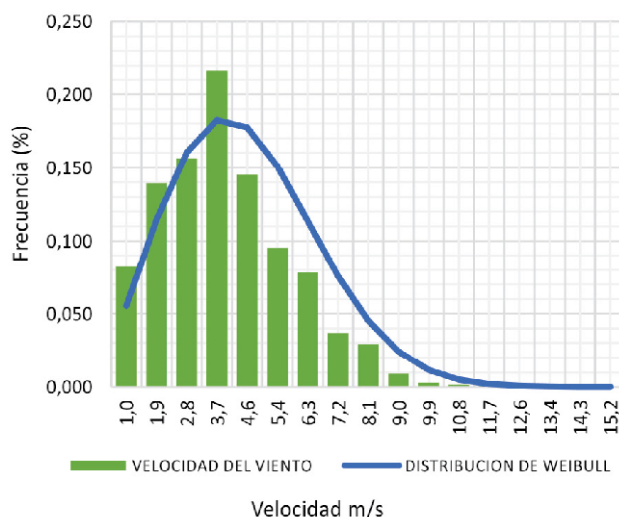


Ilustración 8: Distribución de Weibull de la velocidad del viento

La interacción entre el recurso eólico y los aerogeneradores instalados mide la producción de energía eléctrica de un parque eólico. Su estimación se realiza a partir de las curvas de potencia de los aerogeneradores y de la distribución de las velocidades del viento, con las que se obtiene la producción anual de energía (AEP). Sin embargo, se deben incorporar una

serie de aspectos para corregir errores, como pérdidas eléctricas, el efecto estela entre aerogeneradores, o limitaciones de disponibilidad y mantenimiento de las máquinas.

2.4 DISEÑO DEL PARQUE EÓLICO

En el diseño de un parque eólico se debe tener muy presente la disposición de los aerogeneradores, puesto que supone un gran impacto en su rendimiento global. Se deben colocar de tal forma que exista una separación mínima entre ellos, ya que, cuando el viento atraviesa las aspas de estas máquinas, la velocidad del viento disminuye, generando el fenómeno conocido como efecto estela [23].

Este reduce la producción de los aerogeneradores que están colocados detrás del primero, por lo que, para minimizar estas pérdidas, se deben poner a una distancia que está expresada en función del diámetro del rotor. A su vez, se ha de tener en consideración aspectos como restricciones medioambientales, la topografía del terreno, acceso para el transporte, o la proximidad de infraestructuras eléctricas.

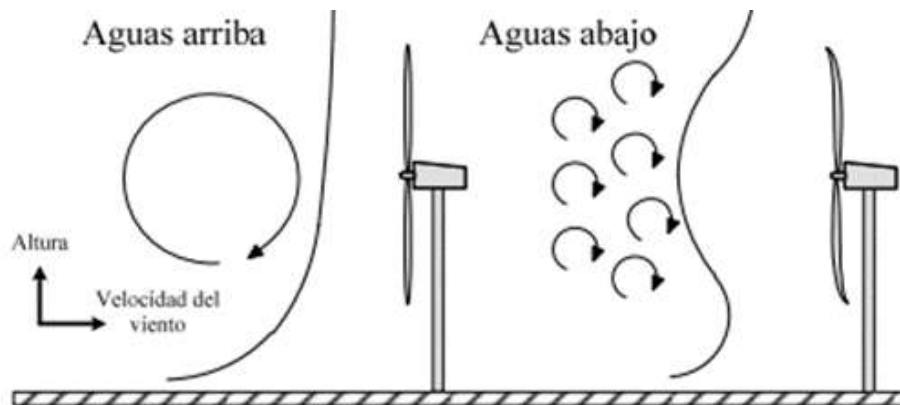


Ilustración 9: Efecto estela en aerogeneradores [7]

En relación con este último punto, un parque eólico terrestre dispone de una red de media tensión para conectar los aerogeneradores con una subestación próxima, de tal forma que, cada aerogenerador disponga de un transformador que eleve su tensión hasta la de la red, y a través de líneas tanto subterráneas como aéreas, se transporte la energía producida hasta la subestación. Una vez allí, se transformará la tensión de media a alta para que pueda ser

dirigida hacia la red de distribución o transporte. Estas instalaciones, además de cumplir con la normativa vigente, deben asegurar las condiciones necesarias de fiabilidad, seguridad y calidad del suministro, todo ello dictaminado por la Ley 24/2013, 26 de diciembre.

Finalmente, la viabilidad de un parque eólico depende de su rentabilidad económica y su viabilidad técnica, por ello, se debe realizar una comparativa entre los costes del proyecto y los ingresos que se esperan a lo largo de su vida útil, a través de un análisis económico-financiero. Los ingresos dependen de la cantidad de energía producida y el precio de venta de la electricidad, mientras que los costes se dividen en costes de inversión (CAPEX), siendo estos los que incluyen la obra civil, el transporte, la instalación, etc., y costes de mantenimiento y operación (OPEX) entre los que se distinguen los gastos de funcionamiento del parque, seguros, mantenimiento de los equipos. Así, se emplean indicadores financieros como la Tasa Interna de Retorno (TIR) o el Valor Actual Neto (VAN) para evaluar la rentabilidad del proyecto.

Capítulo 3. NORMATIVA

A continuación, se relaciona la normativa de aplicación al Parque Eólico de Galve.

3.1 *NORMATIVA EUROPEA*

- Directiva (UE) 2018/2001, de 11 de diciembre, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.
- Directiva (UE) 2023/2413, de 18 de octubre, por la que se modifica la Directiva (UE) 2018/2001.
- Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril, por el que se establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red.
- Reglamento (UE) 548/2014, de 21 de mayo, sobre requisitos de ecodiseño de los transformadores de potencia, modificado por el Reglamento (UE) 2019/1783.
- Directiva 92/43/CEE (Hábitats) y Directiva 2009/147/CE (Aves), de las que derivan las figuras de la Red Natura 2000.

3.2 *MARCO ENERGÉTICO Y AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA*

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética.
- Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

- Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.
- Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión.
- Orden TED/749/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red (Normas Técnicas de Supervisión).

3.3 *REGLAMENTACIÓN ELÉCTRICA*

- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT), e instrucciones técnicas complementarias ITC-BT 01 a 51.
- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión (RLAT), e instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09. En particular:
 - ITC-LAT 06: líneas subterráneas con cables aislados.
 - ITC-LAT 07: líneas aéreas con conductores desnudos.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión (RAT), e instrucciones técnicas complementarias ITC-RAT 01 a 23. En particular:
 - ITC-RAT 12: aislamiento y coordinación de aislamiento.
 - ITC-RAT 13: instalaciones de puesta a tierra.
 - v 15: instalaciones eléctricas de exterior.

3.4 *NORMATIVA TÉCNICA UNE-EN, IEC*

- IEC 61400-1: requisitos de diseño de aerogeneradores.
- IEC 61400-12-1: medida de la curva de potencia.
- IEC 61400-21-1: características de calidad de onda.
- IEC 61400-24: protección contra el rayo.
- IEC 61400-25: comunicaciones para la monitorización y el control de parques eólicos.

- UNE-EN 60502-2: cables de energía con aislamiento extruido de 6/10 kV a 18/30 kV.
- UNE-EN 60076-1: transformadores de potencia.
- UNE-EN 62271-200: apartamento bajo envolvente metálica de tensión asignada superior a 1 kV y hasta 52 kV.
- UNE-EN 62271-100: interruptores automáticos de corriente alterna.
- UNE-EN 62271-102: seccionadores y seccionadores de puesta a tierra.
- UNE-EN 60099-4: pararrayos de óxido metálico sin explosores.
- UNE-EN 61869: transformadores de medida de intensidad y de tensión.
- UNE-EN 61936-1: instalaciones eléctricas de tensión superior a 1 kV en corriente alterna.
- UNE-EN 50522: puesta a tierra de instalaciones eléctricas de tensión superior a 1 kV en corriente alterna.
- IEC 61850: redes y sistemas de comunicaciones para la automatización de subestaciones.

3.5 OBRA CIVIL, EDIFICACIÓN Y SEGURIDAD

- Real Decreto 470/2021, de 29 de junio, por el que se aprueba el Código Estructural.
- Eurocódigos: UNE-EN 1990 (bases de cálculo), UNE-EN 1991 (acciones), UNE-EN 1992 (estructuras de hormigón) y UNE-EN 1997 (proyecto geotécnico).
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación (CTE).
- Norma 3.1-IC «Trazado», de la Instrucción de Carreteras.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.

3.6 NORMATIVA AMBIENTAL, TERRITORIAL Y FISCAL

- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.
- Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad.

- Ley 11/2014, de 4 de diciembre, de Prevención y Protección Ambiental de Aragón.
- Decreto Legislativo 1/2025, de 28 de mayo, del Gobierno de Aragón, por el que se aprueba el texto refundido de los Impuestos Medioambientales de la Comunidad Autónoma de Aragón.
- Texto Refundido de la Ley de Urbanismo de Aragón y Texto Refundido de la Ley de Ordenación del Territorio de Aragón.

Capítulo 4. SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

Una de las partes fundamentales de este proyecto es la selección del emplazamiento dónde se realizará, ya que debe cumplir una serie de requisitos para asegurar su correcto funcionamiento, además de normas de seguridad. Los criterios empleados son los siguientes [23].

- El recurso eólico debe tener una velocidad media mayor de 6m/s a una altitud de 100m.
- Buena orografía, es decir, que la pendiente del terreno sea inferior al 5%, acompañada del tipo y su vegetación, los cuales han de ser coherentes con la zona elegida para la construcción, lo que implica la exclusión de espacios protegidos.
- Fácil accesibilidad, con carreteras en buen estado.
- Conexión a una subestación o línea cercana a un radio no superior a 30 - 40km, con capacidad suficiente.
- La distancia al núcleo urbano más próximo debe ser mayor a 1 km de radio.
- Estimación de la potencia, en función del terreno disponible y los aerogeneradores necesarios.

Para hacerlo de la forma más objetiva posible, se han seleccionado tres emplazamientos de diferentes comunidades autónomas, más concretamente en la provincia de León, Teruel y Cuenca.

Tras su comparación, que se muestra de forma detallada en el *Anexo I: Selección del emplazamiento*, la zona que presenta las características óptimas es un terreno próximo al municipio de Galve, al noroeste de la provincia de Teruel. Entre los tres candidatos, este ha obtenido la puntuación más elevada con un total de 23 puntos, frente a los 17 obtenidos en Castilla y León y los 16 puntos de Castilla – La Mancha.



Ilustración 10: Emplazamiento escogido

Las características más destacables son las siguientes:

- La velocidad del viento a la altura del buje, a 150 m, es aproximadamente 7.2 m/s según Windographer [11], herramienta que se estudiará más adelante. Este valor supera el umbral mínimo exigido, establecido como criterio de selección, por lo que se garantiza un recurso fiable y suficiente para una generación rentable.
- La pendiente media del terreno, dada por Google Earth [13], es del 4%, lo que supone una pendiente favorable para su disposición, al ser algo inferior al límite del 5%. Los aerogeneradores se situarán en un terreno formado en su mayoría por zonas de cultivo, sin presencia significativa de masas forestales ni rocosas y su vegetación predominante es de monte bajo, lo que minimiza el impacto sobre el entorno natural.
- Está situado en una zona de fácil accesibilidad al tener carreteras cercanas como la N-420 o la A-228. Además, los caminos rurales existentes garantizan la llegada de los componentes de los aerogeneradores y la maquinaria necesaria sin complicaciones.

- No presenta restricciones medioambientales al estar situado fuera de regiones incluidas en la ZEPA, ZEC o LIC [9]. Este aspecto ha sido uno de los más determinantes en la elección del emplazamiento final, por ello, para la opción de Castilla - La Mancha, resultó ser decisivo para su eliminación, a pesar de contar con buenos criterios.

Una vez seleccionado el emplazamiento se ha definido la posición de los aerogeneradores, teniendo en cuenta que su orientación final debe ser perpendicular a la dirección predominante de viento, por lo que depende fundamentalmente de la rosa de energía, obtenida con Windographer [11].

Para reducir el efecto estela, es fundamental que exista una distancia mínima entre los aerogeneradores, establecida en al menos tres veces el diámetro del rotor, lo que equivale a 500 m aproximadamente. Así, se minimizan las pérdidas en la producción de los aerogeneradores colocados aguas abajo.

Las coordenadas de la torre de viento, definido como a2, con las que se han obtenido los datos del recurso, gracias a Vortex [10]son las siguientes.

Zona:	30 T
Abscisa:	674982.89 m E
Norte:	4504711.39 m N

Ilustración 11: Coordenadas de la torre de viento

De este modo, la disposición de los otros cinco aerogeneradores, que se puede observar en la Ilustración 8 del *Anexo I*, se ha llevado a cabo teniendo en cuenta que se han de situar en las zonas de mayor elevación, respetando las distancias exigidas tanto a núcleos urbanos como entre ellos, y evitando accesos que supongan una gran dificultad.

Capítulo 5. ANÁLISIS DEL RECURSO EÓLICO Y TOPOGRÁFICO

La producción de energía eléctrica depende de las características del viento en el emplazamiento seleccionado, por lo que un estudio detallado del recurso permite minimizar la incertidumbre del análisis económico del proyecto, junto con una evaluación de su viabilidad y una estimación más precisa de la energía producida.

Con la herramienta Windographer [11] se ha realizado el estudio de los perfiles de velocidad, las rosas de viento de frecuencia, velocidad y energía, la variabilidad temporal, las distribuciones de Weibull[24], el estudio de vientos extremos, y otros parámetros estadísticos, que se desarrollan con detalle en el *Anexo II: Análisis del recurso eólico*.

Por su parte, WasP [12] contiene múltiples herramientas, con las que se han realizado varios estudios, detallados en el *Anexo III: Estudio topográfico y análisis energético*. En el caso del terreno se ha podido obtener su rugosidad y topografía, a lo que se le ha incluido el análisis del recurso eólico. A partir de ellos, se han realizado varias simulaciones con diferentes aerogeneradores, para poder estimar su potencial energético, y así se seleccionará el mejor aerogenerador.

5.1 ESTUDIO DEL RECURSO EÓLICO

El análisis se ha llevado a cabo gracias a los datos proporcionados por Vortex [10], a dos alturas, 100 y 150m sobre el nivel del suelo, siendo esta última la correspondiente a la altura del buje de los aerogeneradores. Los datos introducidos en Windographer [11] constituyen un periodo de 10 años, desde el 2016 hasta el 2026, por lo que la muestra es lo suficientemente grande como para caracterizar con fiabilidad el recurso. A continuación, se

presentan los parámetros más representativos del recurso eólico obtenido para el emplazamiento.

5.2 PERFIL VERTICAL DE CIZALLADURA DE LA VELOCIDAD

El perfil vertical de cizalladura describe como varía la velocidad del viento en función de la altura. Para simular el perfil se emplean la ley potencial, que relaciona la velocidad a una cierta altura con la velocidad a una de referencia, a través del exponente de Hellman α , y la ley logarítmica, que emplea la longitud de rugosidad superficial z_0 como parámetro característico del terreno.

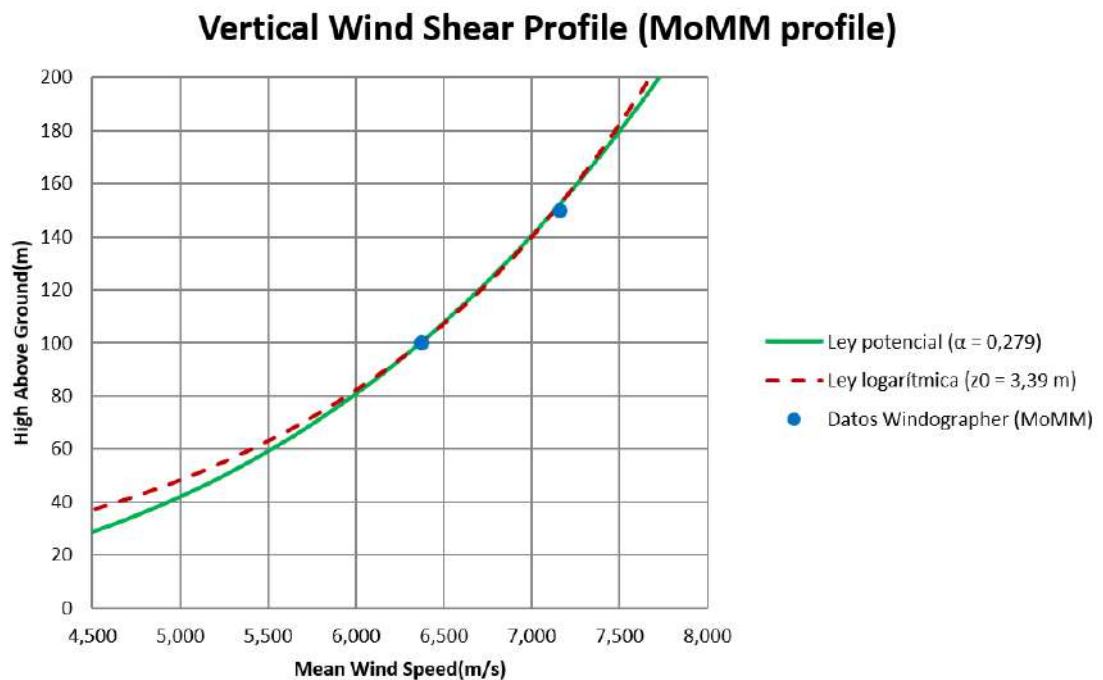


Ilustración 12: Perfil vertical de cizalladura del viento

Como se puede observar en la Ilustración 12, la velocidad media del viento aumenta con la altura, a 100m se tiene un valor de 6,369 m/s, mientras que a 150 m se tienen 7,16 m/s. Esto justifica que la altura de buje de los aerogeneradores sea a 150m, ya que, cuanto más elevada sea, mayor es la velocidad del viento.

5.3 ROSAS DE VIENTO

Las rosas de viento [24] son representaciones gráficas con las que se obtiene información del recurso eólico en función del sector direccional en el que nos situemos. Las tres más destacables son las de frecuencia, velocidad y energía, explicadas a continuación para la altura de estudio, es decir, 150m.

5.3.1 ROSA DE VIENTO DE FRECUENCIA

La rosa de frecuencia (*Ilustración 13*) indica la probabilidad que tiene el viento de soplar en una dirección concreta. Como se observa en la Tabla X del *Anexo II: Análisis del recurso eólico*, los sectores predominantes son el SSO con un 14.68%, el SO con un 13.80% y el NNO con un 10.90%. Esto indica que el viento procede de la dirección SSO el 14,68% del tiempo.

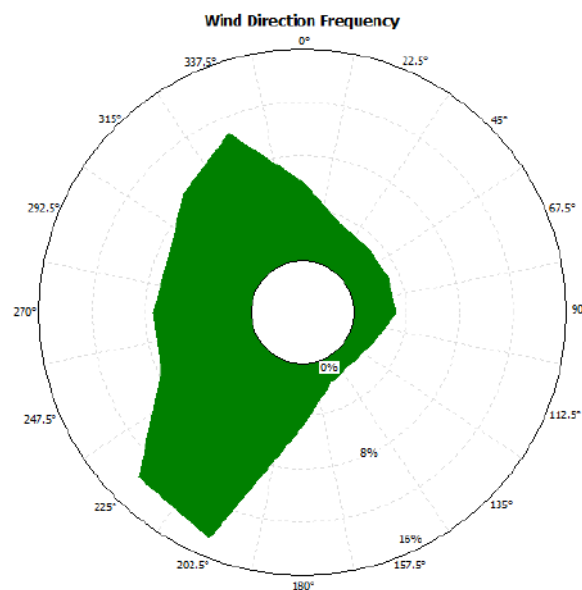


Ilustración 13: Rosa de viento de frecuencia a 150m

5.3.2 ROSA DE VIENTO DE VELOCIDAD

La rosa de viento de velocidad (*Ilustración 14*) indica la velocidad media del recurso eólico en cada sector direccional. Los dos sectores con mayor velocidad son el NNO con un valor de 9.195 m/s y el ONO con un 8.011 m/s, datos mostrados en la Tabla X del *Anexo II*. A pesar de que la dirección NNO cuenta con la velocidad más elevada, no es el sector más frecuente.

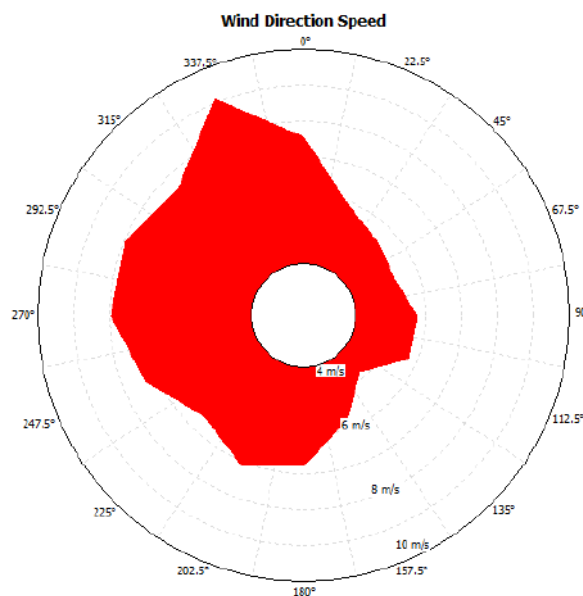


Ilustración 14: Rosa de viento de velocidad a 150m

5.3.3 ROSA DE VIENTO DE ENERGÍA

La rosa de energía combina la frecuencia de aparición del viento con su velocidad, indicando el porcentaje de la energía total que hay en cada dirección. Esta representación es de las más útiles para el diseño del parque porque es la que determina la disposición de los aerogeneradores, al reflejar el potencial energético aprovechable.

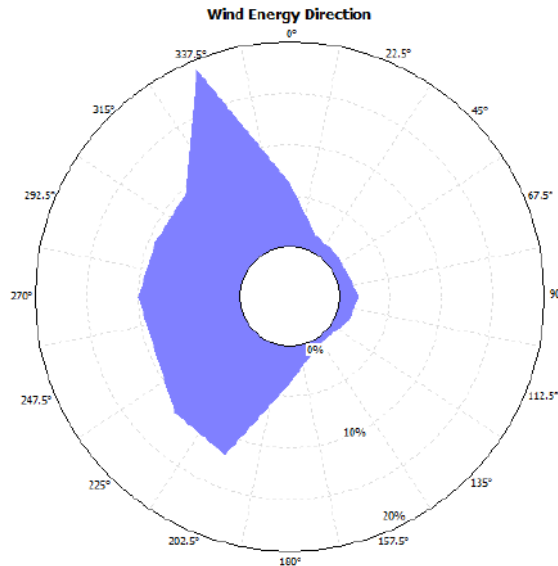


Ilustración 15: Rosa de viento de energía a 150m

En este caso, el emplazamiento presenta otras tres direcciones predominantes diferentes, siendo el sector NNO el de mayor contribución, con un 19,27% de la energía total disponible. Le sigue el SSO con un 11,86% y el SO con un 11,26%. En cuanto a la rosa de velocidad, el sector NNO presenta el valor más elevado, con una velocidad del viento de 9,195 m/s, es por esto por lo que la disposición de los aerogeneradores será perpendicular a esta dirección, con el objetivo de minimizar las pérdidas por efecto estela.

5.4 DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL

La distribución de Weibull [24] es la función de probabilidad más común a la hora de caracterizar el recurso eólico, en la que se relaciona su velocidad con su probabilidad de aparición. Está definida por dos parámetros, el factor de forma k , que determina la dispersión de los datos en torno a la velocidad, y el factor de escala A , relacionado con la velocidad.

A 100m de altura se tiene un factor de forma de $k=1,86$ y un factor de escala de $A=7,202$ m/s, mientras que a 150m se da una $k=1,925$ y $A=,104$ m/s. En ambos casos el factor de forma es próximo a 2, lo que implica que las distribuciones son semejantes a la de Rayleigh. Esto indica regímenes de viento relativamente regulares.

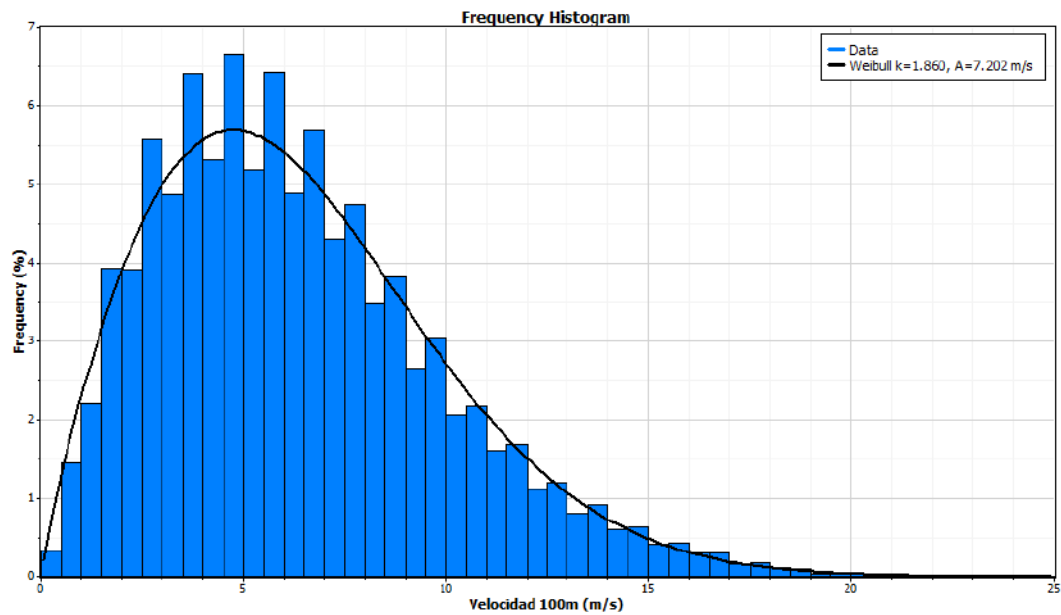


Ilustración 16: Distribución de Weibull a 100m

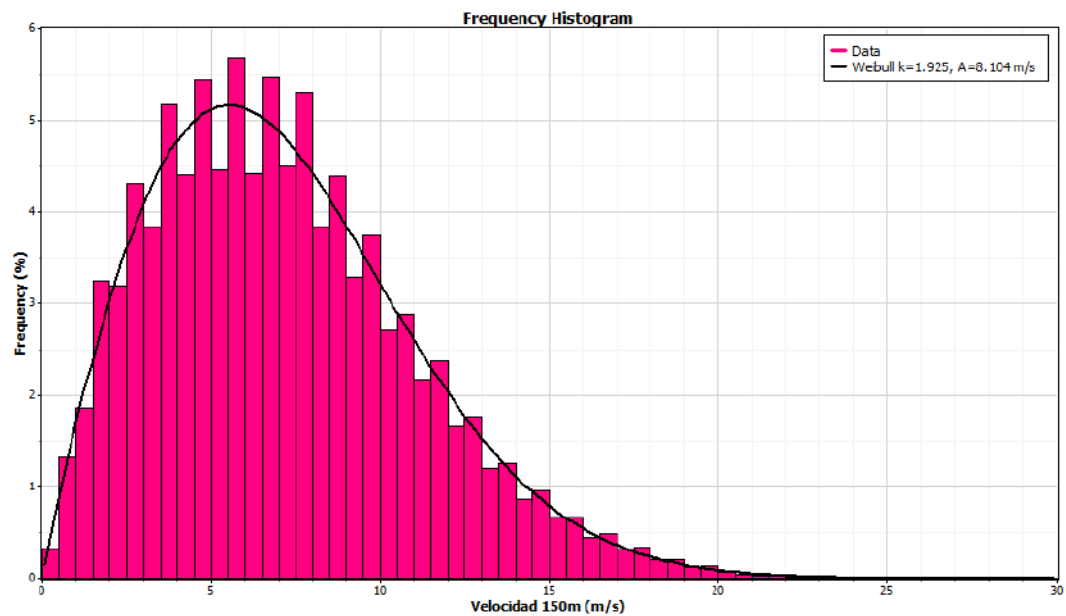


Ilustración 17: Distribución de Weibull a 150m

5.5 VARIABILIDAD DE LA VELOCIDAD MEDIA MENSUAL

El viento es un recurso que presenta una variabilidad notable al depender de las condiciones meteorológicas. En la Ilustración 18 se observa, tanto para la velocidad a 100 como a 150m, máximos durante los meses en los que baja la temperatura (enero, noviembre y marzo), y mínimos en los meses de verano (junio, julio y agosto). Para el mantenimiento preventivo de los aerogeneradores, las paradas programadas se realizarán en los meses de menor recurso eólico, de ahí la importancia de estudiar su variabilidad, para minimizar las pérdidas en la producción.

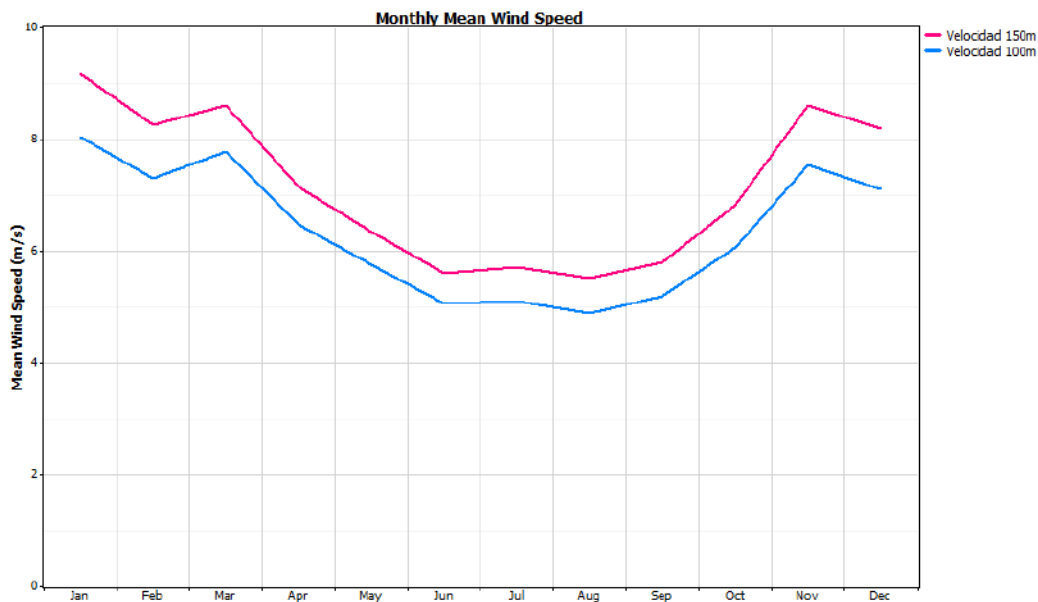


Ilustración 18: Variabilidad mensual de la velocidad

5.6 ESTUDIO TOPOGRÁFICO CON ANÁLISIS ENERGÉTICO

Una vez caracterizado el recurso eólico, se ha empleado WasP [12], una herramienta que es capaz de realizar un análisis del viento, un estudio topográfico del emplazamiento escogido y estimar el potencial energético de distintos aerogeneradores, combinándolos para escoger la mejor máquina entre las propuestas por la tutora de este trabajo.

5.6.1 DIGITALIZACIÓN DEL TERRENO

Para llevar a cabo la digitalización del terreno se ha generado un fichero con WasP Map Editor [12] que recoge la rugosidad y las curvas de nivel de la orografía. En la Ilustración 19 se muestra el resultado de la digitalización del terreno escogido.

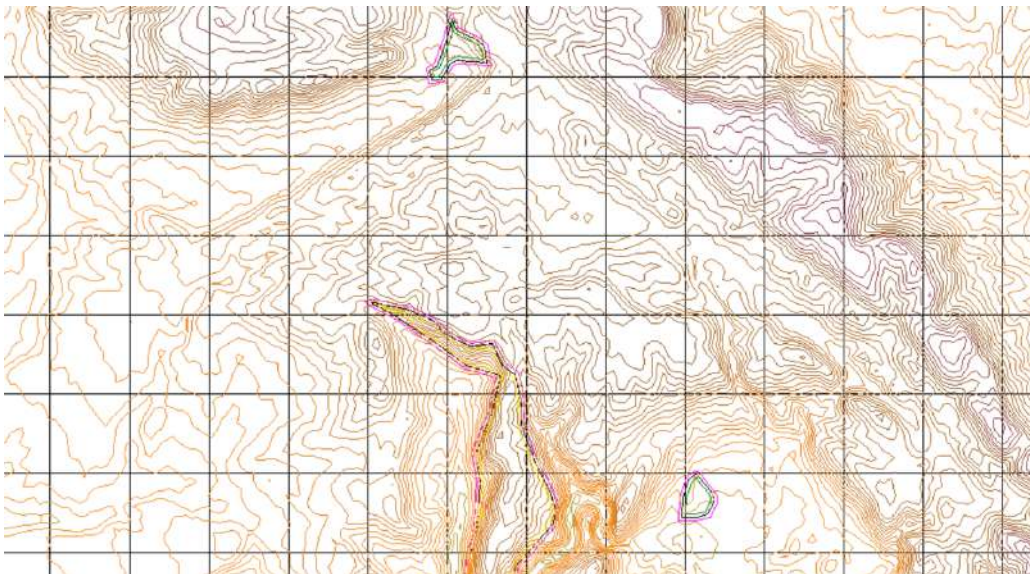


Ilustración 19: Mapa de rugosidad y curvas de nivel del emplazamiento

A continuación, de los datos obtenidos gracias a Vortex [10] que se importaron a Windographer [11], se han exportado tanto la velocidad como la dirección a 150m, a la herramienta WasP Climate Analyst [12], con la que se realizó un nuevo análisis del recurso eólico para poder incorporarlo a la digitalización del terreno. Al trabajar con ambos ficheros,

se tiene en cuenta cómo las variaciones del terreno del emplazamiento, la vegetación y los núcleos urbanos cercanos, afectan al recurso eólico en la zona escogida.

Otro factor a tener en cuenta es la densidad del aire, calculada a partir de Air density calculator. Para ello se han obtenido, por un lado, la temperatura media del viento a 150m, de valor 9,485°, y por otro, la altitud con respecto al suelo a la que se encuentra el buje, siendo la media de 1.483,33 m. Así, la densidad del aire obtenida es de 1,047 kg/m³.

Por último, se han añadido las coordenadas de los aerogeneradores para obtener el mapa topográfico que se muestra en la Ilustración 20. La obtención de lo comentado anteriormente se detalla en el *Anexo III: Estudio topográfico y análisis energético*.

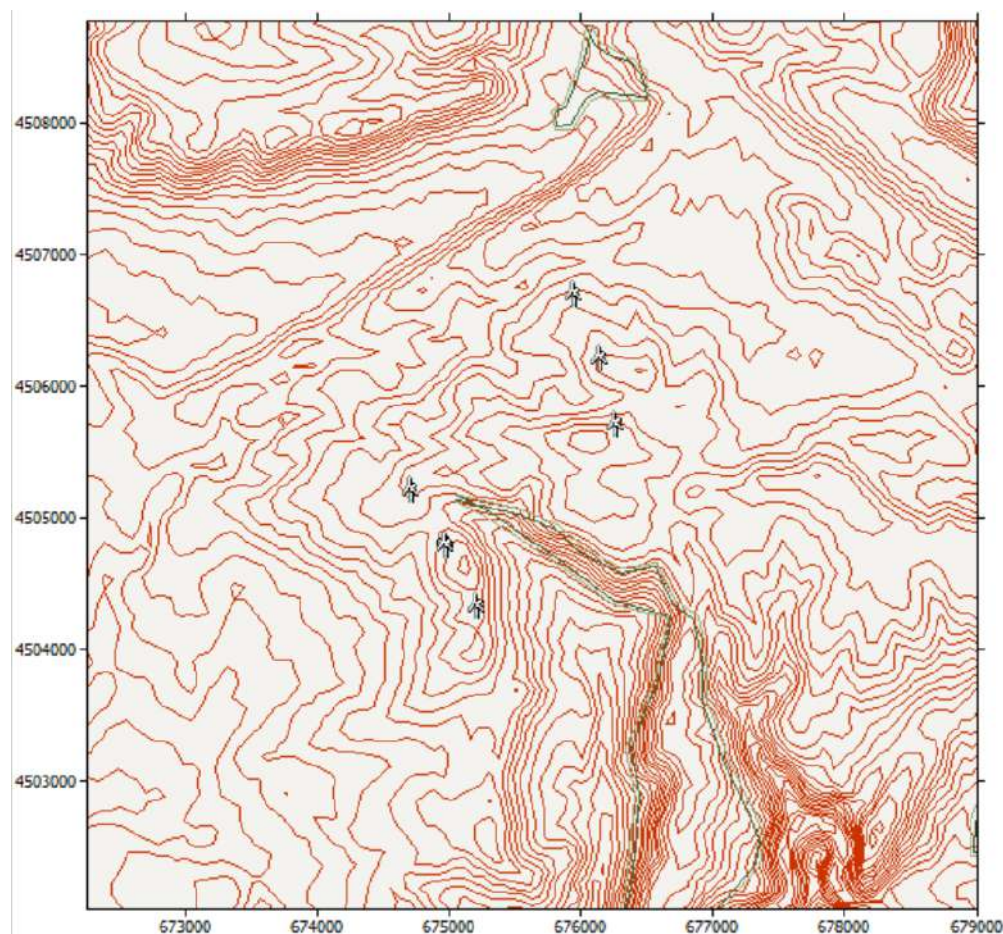


Ilustración 20: Mapa topográfico del emplazamiento del parque eólico

Una vez se ha obtenido el mapa, se van a realizar las curvas de potencia de tres aerogeneradores con WasP Turbine Editor [12] para posteriormente unir todos los ficheros en WasP [12] y poder compararlos para escoger el mejor. Las opciones de aerogeneradores son las siguientes:

- Vestas V172 de 7,2MW [15]
- Nordex N163 de 7MW [16]
- Siemens Gamesa SG170 de 6,6 MW [14]

5.6.2 COMPARACIÓN DE LOS AEROGENERADORES

A continuación, se muestran las curvas de los tres aerogeneradores, resumiendo los valores más característicos en las tablas correspondientes, mientras que los cálculos se detallan en el *Anexo III*. El aerogenerador escogido será el que presente el mayor factor de capacidad. Para obtenerlo, es necesario obtener las horas equivalentes a partir de la producción neta, que se calcula aplicándole a la energía neta un factor de pérdidas.

5.6.2.1 Vestas V172

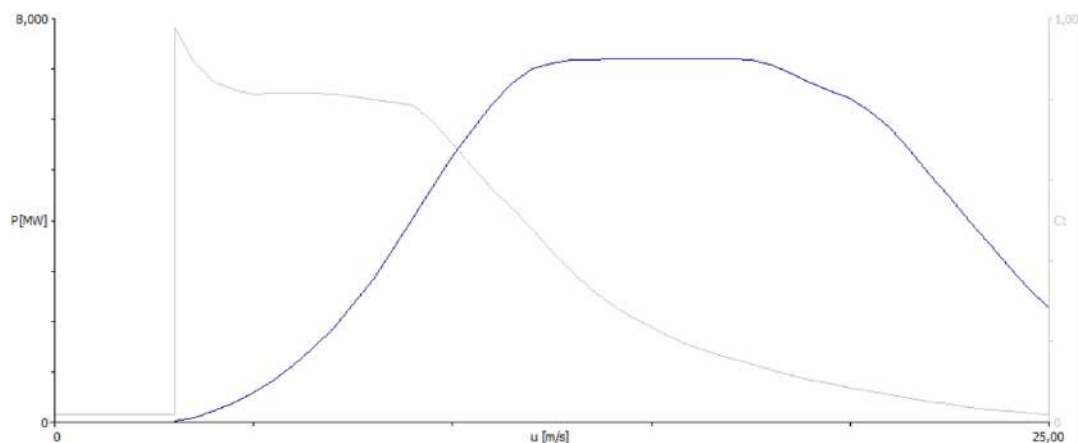


Ilustración 21: Curva de potencia Vestas V172

Como se puede observar, la potencia nominal se alcanza cuando la velocidad toma el valor de 14,5 m/s y vuelve a disminuir a los 17 m/s.

Aerogenerador	Posición (UTM)	Velocidad (m/s)	Energía bruta (MWh)	Energía neta (MWh)	Pérdidas (%)
a1	(675214.37,4504249.34)	7,16	22.613	21.018	7,05
a2	(674982.89,4504711.39)	7,19	22.863	21.390	6,44
a3	(674721.38,4505138.30)	7,14	22.582	22.252	1,46
a4	(675954.76,4506622.67)	6,96	21.625	20.819	3,72
a5	(676156.40,4506126.81)	7,13	22.540	20.518	8,97
a6	(676274.24,4505626.08)	7,27	23.284	21.361	8,26
TOTAL (MWh)			135.507 MWh	127.358 MWh	6,01%

Tabla 1: Resumen de la energía de Vestas

Pérdidas por agentes externos	Porcentaje	Rendimiento
Eléctricas	3%	0,97
Operación y mantenimiento	3%	0,97
Incumplimiento curva de potencia	3%	0,97
TOTAL		0,913

Tabla 3: Pérdidas por agentes externos

Producción neta (MWh)	116.236,208
Horas equivalentes (h)	2.690,653
Factor de capacidad (%)	30,715

Tabla 2: Resultados finales Vestas

5.6.2.2 Nordex N163

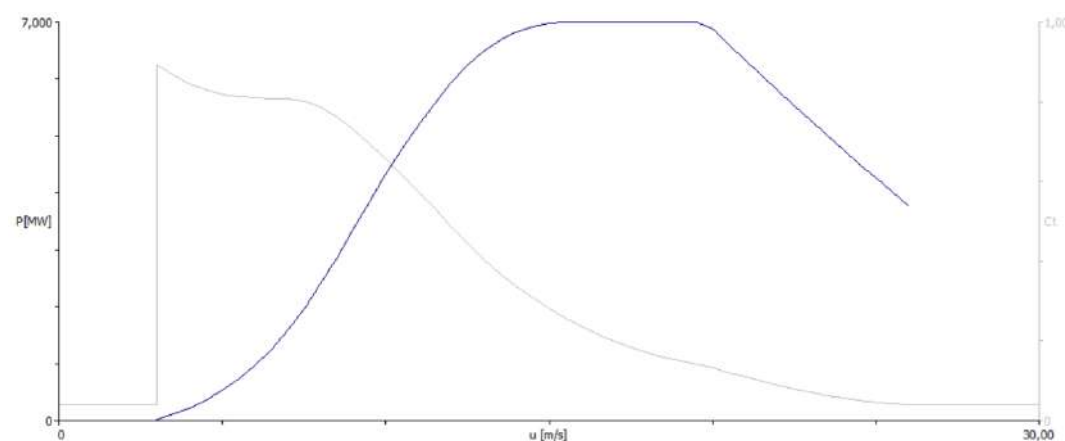


Ilustración 22: Curva de potencia Nordex N163

La Ilustración 22 muestra como la potencia del aerogenerador ha llegado a su máximo cuando la velocidad del viento vale 16m/s y se estabiliza hasta los 19,5 m/s, que es cuando vuelve a disminuir.

Aerogenerador	Posición (UTM)	Velocidad (m/s)	Energía bruta (MWh)	Energía neta (MWh)	Pérdidas (%)
a1	(675214.37,4504249.34)	7,16	19.688	18.418	6,45
a2	(674982.89,4504711.39)	7,19	19.902	18.736	5,86
a3	(674721.38,4505138.30)	7,14	19.653	19.401	1,28
a4	(675954.76,4506622.67)	6,96	18.758	18.144	3,27
a5	(676156.40,4506126.81)	7,13	19.599	18.015	8,08
a6	(676274.24,4505626.08)	7,27	20.293	18.779	7,46
TOTAL (MWh)			117.893 MWh	111.493 MWh	5,43%

Tabla 4: Resumen de la energía de Nordex

Producción neta (MWh)	101.756,651
Horas equivalentes (h)	2.422,777
Factor de capacidad (%)	27,657

Tabla 5: Resultados finales Nordex

Para la obtención de la producción neta, se consideran las mismas hipótesis de pérdidas que las mostradas en la Tabla 3.

5.6.2.3 Siemens Gamesa SG170

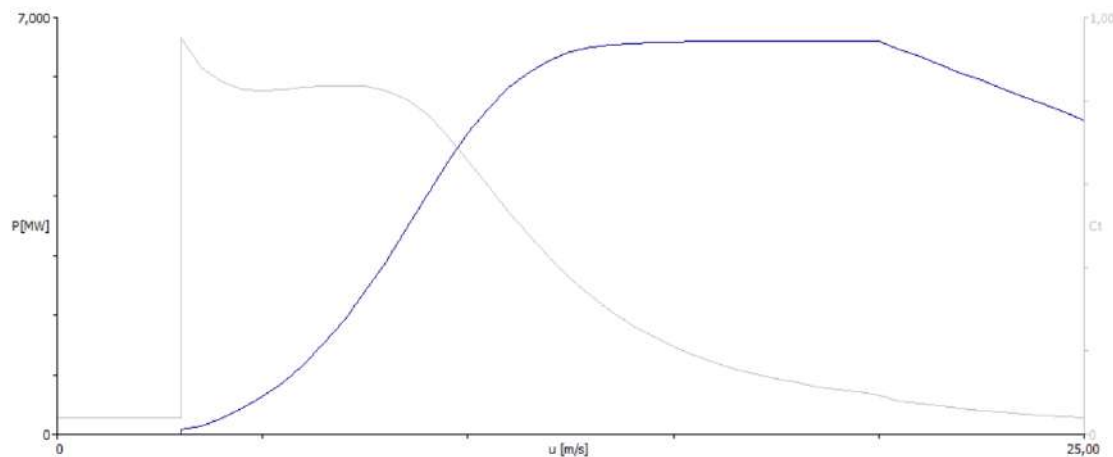


Ilustración 23: Curva de potencia Siemens

El rango de velocidades a las se alcanza la potencia nominal comienza en los 17 m/s y finaliza en los 20 m/s.

Aerogenerador	Posición (UTM)	Velocidad (m/s)	Energía bruta (MWh)	Energía neta (MWh)	Pérdidas (%)
a1	(675214.37,4504249.34)	7,16	21.779	20.353	6,55
a2	(674982.89,4504711.39)	7,19	22.006	20.685	6
a3	(674721.38,4505138.30)	7,14	21.742	21.433	1,42
a4	(675954.76,4506622.67)	6,96	20.865	20.127	3,54
a5	(676156.40,4506126.81)	7,13	21.708	19.879	8,42
a6	(676274.24,4505626.08)	7,27	22.391	20.660	7,73
TOTAL (MWh)			130.491 MWh	123.137 MWh	5,63%

Tabla 6: Resumen de la energía de Siemens

Producción neta (MWh)	112.383,815
Horas equivalentes (h)	2.837,975
Factor de capacidad (%)	32,397

Tabla 7: Resultados finales Siemens

Para la obtención de la producción neta, se consideran las mismas hipótesis de pérdidas que las mostradas en la Tabla 3.

5.6.2.4 Aerogenerador escogido

El factor de capacidad combina la producción neta obtenida con la instalada en el parque, por ello, es el parámetro que mejor refleja el aprovechamiento del recurso eólico y el empleado para la selección del aerogenerador.

Como se observa en la Tabla 2, el factor de capacidad del aerogenerador de Vestas V172 tiene un valor del 30,715%, en el caso de Nordex N163 es del 27,66% (Tabla 5) y para el aerogenerador de Siemens SG 170[14], en la Tabla 7 se muestra un factor de capacidad del 32,4%. Es por esto por lo que los aerogeneradores del parque eólico serán Siemens Gamesa 170.

5.7 SIMULACIÓN DEL CAMPO DE VIENTOS

Tras la elección del mejor aerogenerador, se ha creado una malla para terminar de estudiar cómo se ve afectado el recurso eólico en el emplazamiento escogido. Esta malla permite obtener el efecto orográfico, es decir, el porcentaje de variación sobre la velocidad que el terreno ejerce, con respecto al flujo no perturbado.

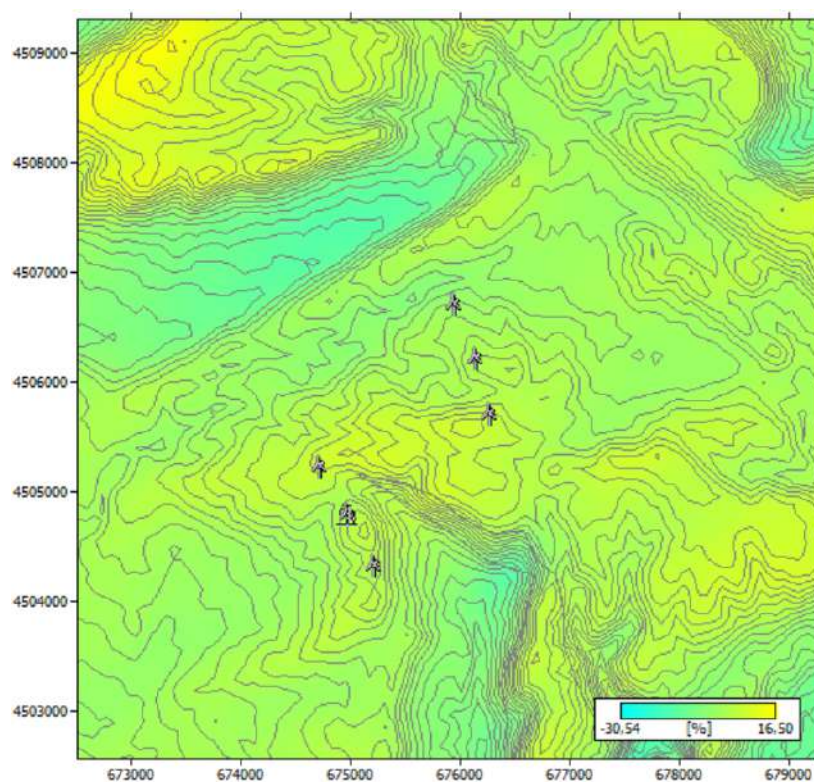


Ilustración 24: Velocidad orográfica

La Ilustración 24 muestra la distribución espacial del efecto orográfico sobre la velocidad del viento. En su gran mayoría, la malla presenta valores próximos al 0% (tono verde), lo que indica que el relieve apenas modifica la velocidad del viento en la zona de los aerogeneradores. El valor medio obtenido es de -0,9%, es decir, el terreno provoca una ligera disminución de la velocidad, pero al ser tan pequeño, las pérdidas debidas al relieve se pueden considerar despreciables.

Capítulo 6. AEROGENERADOR SELECCIONADO

Una vez justificado el proceso de selección del aerogenerador en el capítulo anterior, en este capítulo se describen las principales características del modelo finalmente elegido: el Siemens Gamesa SG 6,6 – 170 [14].

El aerogenerador es una variante del modelo Siemens Gamesa 5.X, de última generación. Cuenta con una amplia variedad de torres con alturas de buje comprendidas entre 115 m y 165 m, con un rotor de gran diámetro y una tecnología de velocidad variable, que permiten mantener un elevado rendimiento energético junto con una operación segura durante su vida útil.

6.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA TURBINA

El SG 6.6-170 es un aerogenerador de eje horizontal con tres palas, con el rotor situado a barlovento de la torre (en el lado desde el que llega el viento). Tiene una potencia nominal de 6,6 MW, un diámetro del rotor de 170m y un área barrida de 22.698 m². La longitud de sus palas es de 83,5m y la tensión nominal del generador es de 690V.

Su funcionamiento se basa en un sistema de velocidad variable combinado con un control de ángulo de las palas, lo que permite maximizar la producción energética y reducir las cargas mecánicas cuando las condiciones de viento son desfavorables.

6.2 COMPONENTES PRINCIPALES

El aerogenerador está compuesto por diferentes elementos que trabajan de forma conjunta para transformar la energía del viento en energía eléctrica. Sus componentes principales son las siguientes [25].

Rotor y palas

El rotor está formado por tres palas de 83,5m fabricadas con materiales compuestos de fibra de vidrio y carbono, lo que proporciona una elevada resistencia con un peso menor a ediciones anteriores. Las palas captan la energía cinética del viento, reflejada en el movimiento de giro de las aspas, siendo este par el transmitido al tren de potencia a través del buje del rotor, que conecta las palas con el eje principal.

Góndola

La góndola es la carcasa que aloja el tren de potencia, el generador, el sistema de freno, el controlador, el convertidor y el transformador elevador. Su diseño permite el acceso seguro a todos los puntos de mantenimiento incluso con la turbina en funcionamiento.

Tren de potencia

El tren de potencia está formado por el eje principal, la multiplicadora y el generador. La multiplicadora es la encargada de aumentar la velocidad de giro antes de transmitirla al generador. En el extremo no motriz de la multiplicadora, se sitúa el freno dinámico, compuesto por discos hidráulicos.

Generador

El aerogenerador incorpora un generador asíncrono doblemente alimentado (DFIG), trifásico, de rotor bobinado, conectado a un convertidor PWM. Cuenta con una potencia máxima de 6,75 MW y una velocidad nominal de 1.200 rpm (50Hz). Su buen rendimiento y capacidad para trabajar con velocidades variables han potenciado su uso en parques eólicos.

Sistema de guiñada

Orienta el rotor de forma automática hacia la dirección predominante del viento, para aprovechar al máximo la energía disponible.

Torre

La torre está fabricada con acero tubular, lo que supone una gran ventaja al ofrecer una alta resistencia mecánica, buena rigidez y facilidad de transporte y montaje. Sitúa el rotor a la altura necesaria, permitiendo captar grandes velocidades con menor nivel de turbulencia, lo que mejora la producción energética del aerogenerador.

Controlador y convertidor

El controlador es el encargado de supervisar continuamente el correcto funcionamiento de la máquina. El convertidor conecta el generador con la red, permitiendo que este trabaje a velocidades variables y suministre energía con tensión y frecuencia constantes.

Transformador

Transformador elevador que aumenta la tensión de 690V a 30kV, para facilitar el transporte de la energía a la subestación más cercana. Está diseñado para garantizar una conexión segura y eficiente con la red de media tensión.

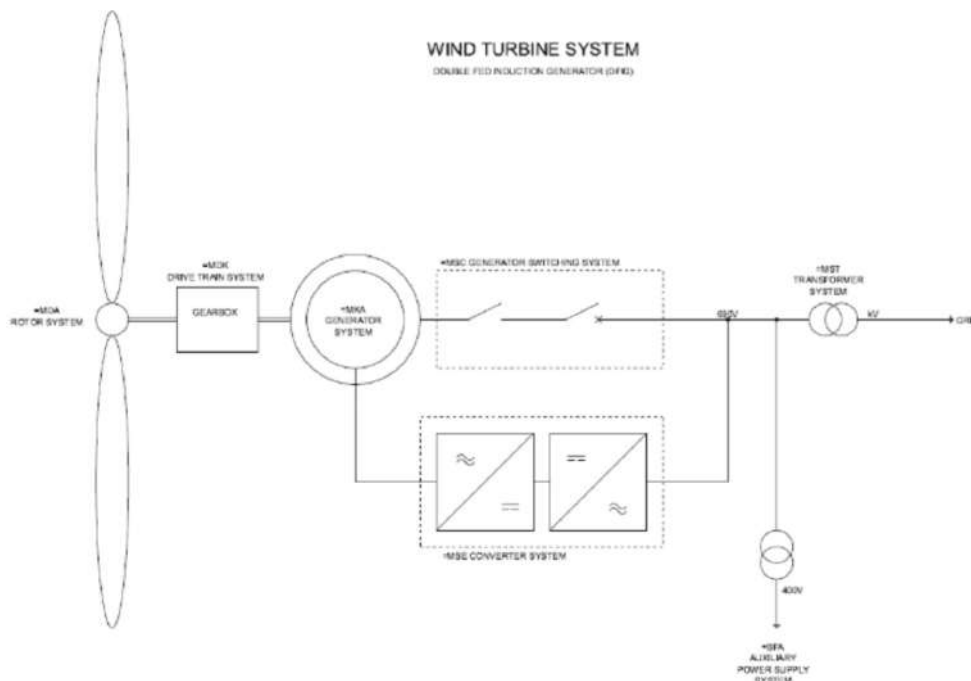


Ilustración 25: Esquema simplificado del aerogenerador

6.3 RESUMEN PARÁMETROS AEROGENERADOR

A continuación, se recoge en la Tabla 8 un resumen con las principales especificaciones técnicas, eléctricas y de diseño del aerogenerador Siemens SG170. Entre ellas, se observa que la velocidad nominal de la turbina es 15,5 m/s, a diferencia de lo que se obtuvo en el capítulo 5 (17 m/s). Esto se debe a que las densidades del aire para las que se han obtenido estos valores no coinciden.

ESPECIFICACIÓN	PARÁMETRO	VALORES
Técnica	Modelo	Siemens Gamesa SG 6,6-170
Técnica	Potencia nominal	6,6 MW
Técnica	Diámetro del rotor	170 m
Técnica	Área barrida	22.698 m ²
Técnica	Longitud de pala	83,5 m
Técnica	Altura de buje	115m a 165m
Técnica	Velocidad de conexión	3 m/s
Técnica	Velocidad nominal	15,5 m/s
Técnica	Velocidad de desconexión	25 m/s
Eléctrica	Tensión nominal	690 V
Eléctrica	Frecuencia	50 Hz
Eléctrica	Generador	DFIG
Eléctrica	Factor de potencia	0,9 capacitivo a 0,9 inductivo
Eléctrica	Transformador	30/0,69 kV
Diseño	Clase IEC	IEC S
Diseño	Vida útil	25 años
Diseño	Temperatura de operación	-20°C a 40°C
Diseño	Velocidad extrema de referencia	42,5 m/s
Diseño	Ráfaga extrema de 3s	59,5 m/s

Tabla 8: Especificaciones Siemens SG170

Capítulo 7. OBRA CIVIL

La implantación del parque eólico de Galve requiere un conjunto de infraestructuras de obra civil que permiten su construcción, montaje y explotación, entre ellas las cimentaciones, caminos de acceso, plataformas de trabajo, canalizaciones en zanja, y el edificio de control con subestación [18]. En este capítulo se presenta una descripción técnica de dichas infraestructuras, mientras que en el Capítulo 9 se muestran los planos correspondientes.

7.1 ACCESOS Y VÍAS

Los caminos de acceso e interiores deben permitir el paso de los transportes especiales y grúas necesarios para el montaje de los componentes de los aerogeneradores. Sus características geométricas incluyen que las carreteras de acceso deben tener una anchura de 5 a 6m como mínimo, una pendiente máxima del 10% y los radios de curvatura han de ser de 35-50 m [18].

El parque se apoya en la red existente de carreteras, siendo las más próximas la N-420 y la A-228, como ya se comentó en el capítulo 4, y en los caminos interiores que conectan las 6 máquinas.



Ilustración 26: Mapa visor de las carreteras de Aragón [17]

Según el Visor de Anchuras de Plataforma de la Red Autonómica de Aragón [18], el tramo de la A-228 en las proximidades de Galve presenta una anchura de entre 7 y 8 metros, superior a los 5-6 metros de calzada requeridos para el transporte de los componentes del aerogenerador. La N-420, al pertenecer a la Red de Carreteras del Estado, cumple igualmente con los requisitos geométricos mínimos. Por tanto, ninguna de las dos vías requiere un reacondicionamiento de anchura para el acceso al parque.

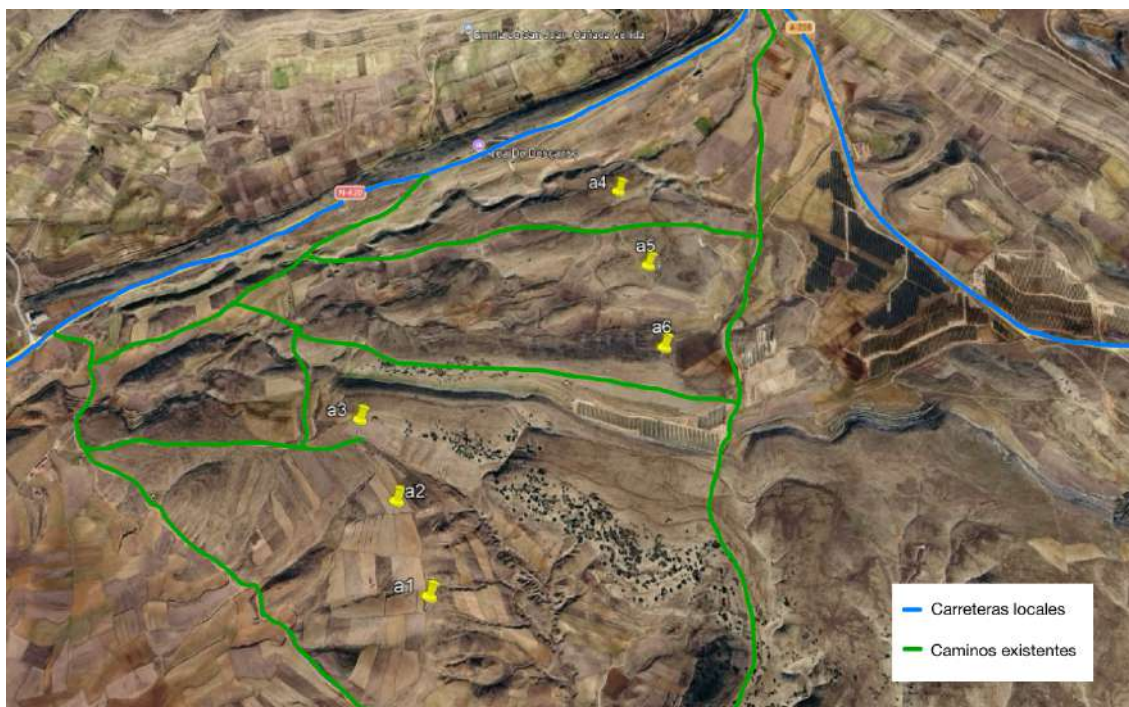


Ilustración 27: Accesos al emplazamiento en Galve

Los caminos seguirán una estructura que comprende dos capas, una subbase granular (grava-arena) de espesor 0,25m, y una capa de rodadura del mismo espesor, pero con un material fabricado con una mezcla granular conglomerada para garantizar la resistencia al tránsito de vehículos pesados [18].

7.2 CIMENTACIÓN DE LOS AEROGENERADORES

El diseño de la cimentación de un aerogenerador constituye por sí mismo un proyecto independiente, ya que requiere un estudio geotécnico del terreno, y herramientas de cálculo complejas. Como queda fuera del alcance de este TFG, se hace una estimación orientativa a partir de los criterios teóricos vistos en la asignatura, tomando como referencia el terreno de consistencia normal identificado en la selección del emplazamiento (*Anexo I*).

La cimentación de los aerogeneradores tiene como dos objetivos, garantizar la inmovilidad de la estructura durante toda su vida útil (25 años), y soportar las cargas estáticas (peso de la torre, góndola, rotor) y dinámicas (flexión por viento, vibraciones).

De forma habitual, la cimentación de un aerogenerador con una potencia de 4-4,5 MW se realiza mediante una base circular de hormigón de unos 20 m de diámetro y 0,5 m de profundidad [18]. El SG 6.6-170 es un aerogenerador de mayor potencia y diámetro de rotor que el de referencia, por lo que cabe esperar una cimentación de mayores dimensiones.

Adyacente a cada cimentación se dispondrá de una plataforma de montaje, que son áreas donde se sitúan las grúas, se almacenan temporalmente los componentes y se realiza el ensamblaje de la turbina.

7.3 ZANJAS ELÉCTRICAS

Los cables de media tensión (potencia), fibra óptica (comunicaciones) y baja tensión (red de puesta a tierra) que conectan los aerogeneradores entre sí y con la subestación, se instalan enterrados en zanjas, a profundidades de 1 metro, separados por capas de arena fina y planchas de señalización [18]. La sección de la zanja depende del número de cables alojados.

Para la separación entre cables se seguirá la normativa vigente ITC-LAT-06, que establece una separación mínima de 0,1-0,2m entre ejes de ternas de cables de media tensión, los cables de tierra deben estar alejados de cables energizados, o separados por láminas aislantes

si la zanja es muy estrecha. Por último, los cables de fibra óptica estarán en tubos de protección PVC, alejados de cables de potencia para evitar interferencias electromagnéticas.



Ilustración 28: Tramos de las zanjas eléctricas

En la Ilustración 28 se observa la disposición de las zanjas eléctricas en el emplazamiento, separadas por tramos, cuyas longitudes se muestran en la siguiente tabla.

TRAMOS	LONGITUD (m)
a1-a2	512,27
a3-a2	499,30
a2-SUB	794,39
a4-a5	538,70
a6-a5	509,71
a5-SUB	943,46

Tabla 9: Longitudes de los tramos de zanjas

7.4 EDIFICIO DE CONTROL

El edificio de control se plantea como una construcción sencilla, de una sola planta, pensada para integrarse visualmente en el paisaje rural de Galve, mediante materiales y acabados acordes con las construcciones tradicionales de la zona. En su interior se distribuyen los espacios siguientes: una sala desde la que se supervisa el funcionamiento de los componentes del parque, un almacén para repuestos y herramientas, vestuarios y aseos para el personal de mantenimiento, una sala de reuniones, y el espacio donde se alojan las cabinas de media tensión [18].

7.5 SUBESTACIÓN

Anexa al edificio de control se sitúa una subestación eléctrica de intemperie. Incluye los equipos de transformación y maniobra como son el transformador de potencia, interruptores y seccionadores, transformadores de intensidad y tensión, pararrayos, etc. Es por ello por lo que requiere de la ejecución previa de las cimentaciones necesarias para alojar estos equipos.

Capítulo 8. INSTALACIONES ELÉCTRICAS

Las instalaciones eléctricas del parque eólico de Galve se encargan de adecuar la energía eléctrica a los niveles de tensión que hacen falta y llevarla hasta la red de distribución. Para ello, se van a estudiar las infraestructuras necesarias, diferenciándolas en baja tensión (BT), media tensión (MT), y alta tensión (AT). Son de gran importancia también los sistemas de protección y control juntos con las telecomunicaciones a través de fibra óptica.

A continuación, se describe cada uno de estos subsistemas, apoyándonos en las normas IEC y en la normativa española (RD 223/2008, ITC-LAT), además de la información técnica del aerogenerador Siemens Gamesa SG 6.6-170.

8.1 RED DE BAJA TENSIÓN

La red de baja tensión (BT) agrupa todos los componentes que están dentro de la góndola del aerogenerador, y se encargan de generar y acoplar la energía en el rango de 400 a 700 V. Es la primera etapa de transformación, donde la energía mecánica del rotor se convierte en energía eléctrica.

La góndola cuenta en su interior con un generador asíncrono doblemente alimentado (DFIG), de 690V de tensión nominal. Conectado a él está el convertidor PWM, de 4 cuadrantes, junto con dos VSC, y todo ello permite desacoplar la velocidad de giro del generador de la frecuencia de la red para que la turbina gire con velocidad variable [24].

A continuación, se sitúa el transformador de BT/MT que eleva la tensión de 690 V a 30 kV, para reducir las pérdidas en el transporte por los cables hasta la subestación. Su refrigeración es por aire, con ventilación forzada mediante un radiador. Su especificación técnica se muestra en la Tabla 10.

PARÁMETRO	VALOR
Relación de transformación	30/0,69 kV
Grupo de conexión	Dyn11
Potencia base (ref de la impedancia)	6,5 MVA
Impedancia	9,5% $\pm$ 8,3%
Pérdidas (P0 / Pk a 75°)	4,77 kW / 84,24 kW
Refrigeración	KFWF (líquido dieléctrico clase k + ventilación forzada)
Corriente máxima en BT (0,69kV)	7.110 A
Regulación	$\pm 2 \times 2,5\%$
Norma	IEC 60076-1; Ecodiseño (Reglamento (UE) 548/2014)
Nivel de aislamiento	95 kV (impulso tipo rayo)

Tabla 10: Especificación técnica del transformador del aerogenerador

Al estar el lado de 30 kV en triángulo, será necesario añadir un transformador de puesta a tierra en ziz-zag (ZNyn11), con una resistencia de puesta a tierra de neutro.

8.2 RED DE MEDIA TENSIÓN

La red de media tensión se encarga de recoger la energía eléctrica generada por los aerogeneradores y transportarla hasta la subestación del parque eólico, para su evacuación mediante una línea aérea hasta la subestación de Valdeconejos.

8.3 CENTRO DE TRANSFORMACIÓN Y CELDAS DE MT

El centro de transformación (CT) es el conjunto de celdas y equipos que protegen y maniobran el lado de media tensión del transformador [18]. Está formado por un transformador, explicado en el punto anterior, y celdas de media tensión.

Las celdas de MT se distribuyen en función de la posición de los aerogeneradores. El parque de Galve tiene 6 turbinas conectadas en H y cada una lleva una configuración distinta según su posición.

PARÁMETRO	VALOR
Tensión nominal	20-40,5 kV
Corriente nominal	630 A
Corriente de corta duración (1 s)	20 kA
Poder de cierre (pico)	50 kA
Tensión soportada a impulso (rayo)	170 kV
Grado de protección	IP65
Rango de temperatura	-25 a +45 °C
Interruptor	De vacío
Seccionador	3 posiciones: cerrado, abierto y tierra

Tabla 11: Características de las celdas de MT

Al inicio de cada línea la celda tiene la siguiente configuración: 0L + 1P, donde 0L es la celda de línea (hacia la siguiente turbina) y 1P es la celda de protección del transformador. Si existen turbinas en serie, tiene la forma: celda 0L + 1L + 1P, con una celda de entrada (0L, desde la turbina anterior), una de salida (1L, hacia la siguiente) y la de protección (1P). Por último, para los puntos de confluencia o al final de la línea celda se tiene: 0L + 2L + 1P.

En la Ilustración 28 se observa que hay 2 circuitos, formados cada uno por 2 líneas que confluyen en una, hasta la subestación. Por ello, en este caso, se tiene la siguiente configuración:

AEROGENERADOR	CONFIGURACIÓN
a1	0L + 1P
a2	0L + 2L + 1P
a3	0L + 1P
a4	0L + 1P
a5	0L + 2L + 1P
a6	0L + 1P

Tabla 12: Configuración de las celdas MT

8.4 CABLES DE MT

La red de media tensión del parque eólico está formada por cables subterráneos que conectan los aerogeneradores entre sí, y con la subestación del parque. Estos cables transportan la energía de cada turbina, previamente elevada de 690V a 30kV a través del transformador de la góndola.

Los aerogeneradores se distribuyen en dos ramales, cada uno de ellos conectado a la subestación, como se muestra en la Ilustración 28. Cada ramal presenta una configuración en “H”, en la que las turbinas de los extremos evacúan su producción hacia el aerogenerador central, desde el que sale una línea hasta la subestación. Es por ello por lo que su conexión se realiza mediante dos circuitos de 30kV, formados cada uno por tres tramos de zanja, y por tanto, por tres ternas trifásicas independientes.

El diseño de los cables está regulado por las prescripciones técnicas del RD 223/2008 y la ITC-LAT-06, cuya instrucción técnica complementaria hace referencia a líneas subterráneas con cables aislados.

En primer lugar, se seleccionará la tensión nominal del cable, en función de la categoría de la red [20]. Las redes de sistemas trifásicos se clasifican en tres categorías que se diferencian en el tiempo máximo para despejar una falta monofásica a tierra:

- Categoría A: despeje de la falta en un tiempo inferior a 1 minuto
- Categoría B: despeje entre 1 y 8 horas.
- Categoría C: redes que no están en las otras dos categorías.

Para elegir la tensión, se emplea la tabla adjunta, basada en la norma IEC60502. Como se ha mencionado anteriormente, la tensión nominal es de 30kV, por lo que la tensión más elevada de la red es de 36kV. La red debe cumplir las categorías A y B, lo que implica que la tensión del cable a utilizar sea de 18/30kV.

Red sistema trifásico			Cable a utilizar Campo radial. Tensión nominal del cable U_0/U (kV)
Tensión nominal U (kV)	Tensión más elevada de la red U_m (kV)	Categoría de la red	
3	3.6	A-B	1.8/3
		C	3.6/6
6	7.2	A-B	
		C	6/10
10	12	A-B	
		C	8.7/15
15	17.5	A-B	
		C	12/20
20	24	A-B	
		C	15/25
25	30	A-B	
		C	18/30
30	36	A-B	26/45
		C	
45	52	A-B	

U_0 : Tensión fase-neutro (o tensión simple)

U : Tensión entre fases (o tensión compuesta)

$U_0 = U/\sqrt{3}$

Ilustración 29: Criterios de selección de tensión nominal del cable [18]

El siguiente paso es la determinación de sección del cable, cuyos cálculos se precisan en el *Anexo IV: Cálculos eléctricos*. Para escoger la sección hay que tener en cuenta tres criterios, la intensidad máxima admisible por el cable en régimen permanente, la intensidad máxima de cortocircuito y la caída de tensión. En cuanto al cortocircuito, se verificará que se puede soportar, pero no se harán cálculos detallados [18].

A su vez, se debe tener en consideración, cuando ha sido necesario, correcciones de temperatura, resistividad térmica, número de cables en función de la distancia entre ternas y profundidad a la que se entierran.

Finalmente, se han escogido dos secciones de cable diferentes, función del tipo de tramo, en el caso de que sea individual se empleará una sección de 95mm², mientras que para los

tramos finales, su sección será de 400mm². Esta diferenciación permite ajustar el coste de material a la corriente real que circula por cada zanja, manteniendo en todos los casos un margen de seguridad razonable frente a los tres criterios de diseño (intensidad admisible, cortocircuito y caída de tensión).

8.5 CABLES DE PUESTA A TIERRA

La puesta a tierra constituye uno de los puntos más críticos del estudio, ya que, su función es la de dar un camino seguro a las corrientes de falta, protegiendo tanto a las personas como a los equipos, asegurando el correcto funcionamiento de la instalación y una operación fiable.

Los conductores de puesta a tierra son de cobre desnudo, con una sección de 50 mm² [18], al ser la mínima exigida por la ITC-RAT-13, que recorren las mismas zanjas que los cables de MT y conectan entre sí todas las cimentaciones de los aerogeneradores, formando una malla de tierras única para todo el parque, así, todo el conjunto queda al mismo potencial de referencia. Es en el edificio de control donde la malla converge, junto con el neutro del transformador de puesta a tierra, a través de la resistencia de limitación.

8.6 RED DE ALTA TENSIÓN

Una vez generada la energía y elevada a media tensión en cada aerogenerador, el parque necesita dos elementos más para conectarse a la red de transporte: una subestación que eleve la tensión hasta 220 kV, y una línea aérea que transporte esa energía hasta el punto de conexión más cercano, siendo en este caso la subestación de Valdeconejos, al estar a 16km. A continuación, se describen ambos, junto con los equipos que los componen.

8.7 SUBESTACIÓN MT/AT

La subestación eléctrica es la encargada de subir la tensión de 30kV a 220kV para conectar el parque eólico con la red de transporte. Agrupa los equipos de maniobra, protección y medida necesarios para operar el parque con seguridad.

Existen tres tecnologías principales para subestaciones eléctricas: GIS (aislamiento en gas SF6), AIS (aislamiento en aire) e HIS (híbrida). Dado que el parque eólico se sitúa en una zona rural sin restricciones de espacio, y considerando el coste y la sencillez de mantenimiento, se selecciona la tecnología AIS como la más adecuada para la subestación de Galve.

A continuación, se describe brevemente la aparamenta de la subestación [18], es decir, los equipos principales que componen el parque de media y alta tensión, a la intemperie, con sus características técnicas de referencia.

Transformador de potencia (MT/AT)

El transformador de potencia trifásico se encarga de elevar la tensión de 30kV (MT) a 220kV (AT), para poder evacuar la energía eléctrica hacia Valdeconejos.,

PARÁMETRO	VALOR
Relación de transformación	30/220 kV
Potencia nominal	45 MVA
Grupo de conexión	YNd11
Refrigeración	ONAN/ONAF (aceite natural / aire forzado)
Frecuencia	50 Hz
Tensión de cortocircuito	12%
Regulación de tensión	$\pm 10 \times 1 \%$

Tabla 13: Especificaciones técnicas del trafo MT/AT

Seccionador (MT)

El seccionador aísla los tramos de la instalación de forma visible. No corta corriente, solo maniobra en vacío, una vez que el interruptor ya ha abierto el circuito. Es clave para la seguridad del personal de mantenimiento.

PARÁMETRO	VALOR
Tipo	Tripolar con puesta a tierra, de dos columnas giratorias
Tensión nominal	36 kV
Intensidad nominal	400-630 A
Intensidad soportada de cortocircuito	25 kA (1 s)
Ángulo de apertura	45°
Norma	IEC 62271-102

Tabla 14: Especificaciones técnicas del seccionador



Ilustración 30: Seccionador tripolar [19]

Interruptor (MT)

A diferencia del seccionador, el interruptor sí que corta corriente. Es el encargado de abrir y cerrar el circuito en condiciones de carga normal, sobrecarga o cortocircuito, con la seguridad necesaria para hacerlo bajo corrientes elevadas.

PARÁMETRO	VALOR
Tipo	Trifásico, aislamiento en SF6 o vacío
Tensión nominal	36 kV
Intensidad nominal	1.250 A
Poder de corte	25 kA (3 s)
Poder de cierre	62,5 kA (cresta)
Duración eléctrica	10.000 operaciones
Norma	IEC 62271-100

Tabla 15: Especificaciones técnicas del interruptor

Pararrayos (MT)

Protegen al resto de la aparamenta frente a sobretensiones peligrosas (por ejemplo, causadas por un rayo), limitándolas a un valor seguro y derivándolas a tierra.

PARÁMETRO	VALOR
Tipo	Óxido metálico (ZnO), sin explosores
Tensión continua de servicio (Uc)	24 kV
Nivel de protección frente a rayo	75-85 kV (cresta)
Nivel de protección frente a maniobra	65-70 kV (cresta)
Corriente de descarga nominal	10 kA (8/20 μ s)
Norma	IEC 60099-4

Tabla 16: Especificaciones técnicas de los pararrayos

Transformador de Intensidad y de tensión (AT)

Reducen la corriente y la tensión reales de la instalación a valores pequeños y normalizados, para poder alimentar con seguridad los relés de protección y los aparatos de medida.

EQUIPO	RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN
Transformador de intensidad	150 / 5-5-5 A
Transformador de tensión	$220.000/\sqrt{3} : 110/\sqrt{3} - 110/\sqrt{3} - 110/\sqrt{3} V$

Tabla 17: Relación de transformación de los TI y TT

Toda esta aparamenta se instala sobre una explanada de hormigón, junto al edificio de control, con una valla de seguridad perimetral obligatoria en instalaciones de alta tensión (norma EN 61936-1).



Ilustración 31: Interruptor junto con TI [20]



Ilustración 32: TT junto con pararrayos [20]

8.8 LÍNEA AÉREA

Es la encargada de llevar la energía desde la subestación del parque hasta el nodo de conexión con la red de transporte (Valdeconejos, 220 kV, Red Eléctrica de España). La tensión de la línea coincide con la de la subestación, 220kV, y se estima que su longitud sea de unos 16km, al ser la distancia que separa el emplazamiento de Valdeconejos.

La línea aérea se compondrá de apoyos (torres) metálicos de celosía o postes de hormigón, separados entre 60 y 80 m, aisladores de porcelana o vidrio, según la clase de tensión, amarres y presillas, para sujetar los conductores, salvapájaros obligatorios por normativa y cimentaciones de los apoyos.

8.9 SISTEMA DE PROTECCIONES

El sistema de protecciones se encarga de detectar cualquier anomalía (cortocircuitos, sobretensiones, problemas de frecuencia...) y desconectar automáticamente solo la parte afectada, lo más rápido posible, para no dañar el resto de la instalación.

En las líneas de MT se emplearán las siguientes protecciones:

- Sobrecorriente de fases (50/51) y de neutro (50N/51N), para cortocircuitos y defectos a tierra.
- Mínima y máxima tensión (27/59), para tensiones anormalmente bajas o altas.

En el transformador de potencia, la protección principal es el relé diferencial (87T), que compara la corriente que entra por un lado con la que sale por el otro, y si no coinciden, desconecta el transformador de inmediato.

En la línea de evacuación hacia Valdeconejos se tendrá:

- Relé de distancia (21), que detecta cortocircuitos en la línea según la impedancia medida.

- Reenganchador automático (79): si el fallo es pasajero (por ejemplo, un rayo), el interruptor vuelve a cerrarse solo al cabo de unos segundos, evitando cortes innecesarios.
- Protecciones de frecuencia (81M/81m) y de tensión (59/27), exigidas por Red Eléctrica en parques de este tamaño, para evitar que el parque desestabilice la red en caso de fallo.

8.10 SISTEMA DE COMUNICACIONES

El parque se supervisa y controla a distancia mediante un sistema SCADA, instalado en la sala de control del edificio. Permite ver en tiempo real cómo está funcionando cada turbina (potencia, viento, temperaturas, alarmas), guardar un histórico de datos, y maniobrar el parque de forma remota (arrancar, parar, cambiar de modo).

La comunicación entre las turbinas y la sala de control se hace mediante fibra óptica, que va por las mismas zanjas que los cables de MT. También se supervisa la calidad de la energía que se entrega en el punto de conexión con Red Eléctrica (tensión, frecuencia, etc.), enviando esos datos automáticamente al operador de red.

Por seguridad, el acceso al sistema está protegido con usuario y contraseña, la conexión va cifrada, y existen copias de seguridad tanto en cada turbina como en el servidor central.

8.11 SERVICIOS AUXILIARES

Los servicios auxiliares (SSAA) son el conjunto de sistemas que, sin formar parte del proceso principal de generación y evacuación de energía, resultan necesarios para el funcionamiento seguro de la instalación. Se organizan en dos cuadros, según el tipo de corriente que necesita cada carga, alterna o continua.

8.11.1 CUADRO DE CA

Alimenta las cargas que no son críticas para la seguridad de las personas ni de la instalación:

- Iluminación del edificio de control.
- Climatización (aire acondicionado y calefacción).
- Ventilación del convertidor en la góndola de cada aerogenerador.
- Baliza de señalización aérea en el buje (luz roja de obstáculo).

8.11.2 CUADRO DE CC

Alimenta las cargas que sí son necesarias para la seguridad de las personas y de la instalación, y que deben seguir funcionando incluso si falla el suministro de corriente alterna (por eso van respaldadas por baterías):

- Sistema de protecciones (relés).
- Sistema de comunicaciones.
- Disparo de los interruptores en caso de falta.
- Alumbrado de emergencia.

Una vez estudiado el aerogenerador, la obra civil y la instalación eléctrica se puede obtener la cantidad de CO₂ que el parque eólico ahorra de emisiones al medio ambiente. Según MITECO, para el mix energético eléctrico nacional, fijó en 2025 una cantidad de 0,258 kg/CO₂e Wh. El parque eléctrico de Galve tiene una producción de 112.384 MWh, lo que implica un total de 28.995 toneladas al año. Teniendo en cuenta que la vida útil de los aerogeneradores es de 25 años, el parque evita unas 725.000 toneladas, lo que supone un gran beneficio ecológico y ambiental.

Capítulo 9. ANÁLISIS ECONÓMICO

Definido ya el diseño técnico del parque, en este capítulo se determina si el proyecto es rentable, es decir, si los ingresos que generará a lo largo de su vida útil compensan la inversión necesaria para construirlo. Para ello, se parte del presupuesto de inversión, se estiman los ingresos y los gastos anuales, se obtienen los flujos de caja y, finalmente, se calculan los indicadores financieros (WACC, VAN y TIR) [27] que permiten tomar la decisión. El análisis detallado de ciertos puntos de este capítulo se desarrolla en el *Anexo V: Desglose del estudio de la viabilidad económica*.

CONCEPTO	VALOR	ORIGEN
Potencia instalada	39,6 MW	6 × Siemens Gamesa SG 6,6-170 (Capítulo 3)
Producción neta anual	112.384 MWh	Simulación en WAsP (Anexo III)
Vida útil del proyecto	25 años	Vida útil de diseño del aerogenerador (Capítulo 3)
Precio de venta (año 1)	52,00 €/MWh	Serie histórica OMIE
Inflación anual	2,00%	Aplicada a ingresos y costes de explotación
Inversión total (CAPEX)	42.000.000 €	Presupuesto
Gastos de explotación (OPEX), año 1	1.600.000 €	≈ 40.400 €/MW·año
Estructura de financiación	70 % deuda / 30 % equity	Habitual en financiación de proyectos
Coste de la deuda (Kd)	4,50 % · 20 años	Amortización lineal del principal
Coste del equity (Ke)	8,90%	Modelo CAPM (Rf 3,5 %; β 0,9; prima 6 %)
Tasa de descuento (WACC)	5,03%	Media ponderada del coste de capital
Impuesto de Sociedades	25%	Tipo general vigente en España
Amortización contable	1.680.000 €/año	Lineal, CAPEX / 25 años

Tabla 18: Datos de partida y origen

9.1 PRESUPUESTO

La inversión total necesaria para ejecutar el parque (CAPEX) asciende a 42 millones de euros, repartidos en cuatro grandes partidas.

CONCEPTO	IMPORTE (€)	% DEL TOTAL
Aerogeneradores (suministro, transporte y montaje)	27.300.000	0,65
Obra civil	5.040.000	0,12
Instalación eléctrica	6.300.000	0,15
Desarrollo del proyecto DEVEX (ingeniería, permisos, tramitación)	3.360.000	0,08
TOTAL INVERSIÓN (CAPEX)	42.000.000	1,00

Tabla 19: Resumen del presupuesto de inversión

El presupuesto total de ejecución asciende a 42.000.000 €, lo que equivale a 1.060.606 €/MW para los 39,6 MW instalados. Este ratio se encuentra dentro del rango habitual de los parques eólicos terrestres promovidos actualmente en España, que se sitúa aproximadamente entre 0,9 y 1,2 M€/MW.

La inversión se financia con un 30 % de recursos propios (12,6 M€) y un 70 % de deuda bancaria (29,4 M€), esta última a un tipo de interés del 4,5 % y con un plazo de amortización de 20 años.

UNIDAD DE OBRA	UD.	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	IMPORTE(€)
AEROGENERADORES				
Suministro aerogenerador Siemens Gamesa SG6,6-170	ud	6	3.900.000,00 €	23.400.000 €
Transporte especial de componentes hasta el emplazamiento	ud	6	250.000,00 €	1.500.000 €
Montaje con grúa de gran tonelaje	ud	6	320.000,00 €	1.920.000 €
Puesta en marcha y pruebas de funcionamiento	ud	6	80.000,00 €	480.000 €
TOTAL AEROGENERADORES				27.300.000 €
OBRA CIVIL				
Acondicionamiento de accesos y ejecución de viales interiores	km	8	120.000,00 €	960.000 €
Cimentación de aerogenerador (zapata circular de hormigón armado)	ud	6	380.000,00 €	2.280.000 €
Plataforma de montaje y acopio de componentes	ud	6	45.000,00 €	270.000 €
Excavación, lecho de arena, relleno y señalización de zanja eléctrica	-	3.798	85,00 €	322.830 €
Edificio de control (≈198 m² construidos, planta única)	m²	198	900,00 €	178.200 €
Explanación y cimentaciones de la subestación	-	1	240.000,00 €	240.000 €
Drenajes, señalización y restauración ambiental	-	1	300.000,00 €	300.000 €
Imprevistos y control de calidad (partida alzada)	-	1	488.970,00 €	488.970 €
TOTAL OBRA CIVIL				5.040.000 €
INSTALACIÓN ELÉCTRICA				
Cable MI95 mm² Al XLPE 18/30 kV(tramos individuales)	m	2.060	55,00 €	113.300 €
Cable MI400 mm² Al XLPE 18/30 kV(tramos de salida a subestación)	m	1.738	130,00 €	225.940 €
Cable de puesta a tierra 50 mm² Cu desnudo (IIC-RAT-13)	m	3.798	18,00 €	68.364 €
Cable de fibra óptica y tubos de protección PVC	m	3.798	12,00 €	45.576 €
Celdas de MT en centro de transformación (0L/1L/2L+1P)	ud	6	55.000,00 €	330.000 €
Subestación 30/220 kVAIS (trafo 45 MVA, aparamenta y obra)	-	1	2.600.000,00 €	2.600.000 €
Línea aérea 220 kVLA-280 hasta el nudo de Valdeconejos	km	16	145.000,00 €	2.320.000 €
Sistema SCADA y comunicaciones	-	1	180.000,00 €	180.000 €
Sistema de protecciones y servicios auxiliares (CA/CC)	-	1	150.000,00 €	150.000 €
Imprevistos y control de calidad (partida alzada)	-	1	266.820,00 €	266.820 €
TOTAL INSTALACIÓN ELÉCTRICA				6.300.000 €
DESARROLLO DEL PROYECTO (DEVEX)				
Ingeniería y redacción del proyecto	-	1	850.000,00 €	850.000 €
Tramitación administrativa, permisos y licencias	-	1	620.000,00 €	620.000 €
Estudio de impacto ambiental	-	1	380.000,00 €	380.000 €
Estudio geotécnico y levantamiento topográfico	-	1	190.000,00 €	190.000 €
Campaña de medición y análisis del recurso eólico	-	1	240.000,00 €	240.000 €
Gestión de suelo y arrendamientos	-	1	310.000,00 €	310.000 €
Dirección de obra y coordinación de seguridad y salud	-	1	470.000,00 €	470.000 €
Seguros y avals durante la construcción	-	1	300.000,00 €	300.000 €
TOTAL DESARROLLO DEL PROYECTO (DEVEX)				3.360.000 €
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN — TOTAL CAPEX				42.000.000 €

Tabla 20: Presupuesto del proyecto

9.2 INGRESOS Y PÉRDIDAS

Los ingresos provienen exclusivamente de la venta de la energía eléctrica producida, y se obtienen multiplicando la producción neta anual del parque por el precio de venta de la energía:

$$\text{Ingresos (€)} = \text{Producción (MWh)} \times \text{Precio de venta (€/MWh)}$$

La producción se ha considerado constante a lo largo de la vida útil, mientras que el precio de venta parte de 52,00 €/MWh en el primer año y crece un 2 % anual por efecto de la inflación. La elección de este valor se ha tomado en base a los datos publicados por OMIE [21], contrastándolo con los contratos de compraventa de energía a largo plazo (PPA).

Los gastos de explotación (OPEX) agrupan todos los costes necesarios para mantener el parque en funcionamiento: la operación y mantenimiento de los aerogeneradores (la partida más relevante), el mantenimiento de las instalaciones eléctricas y de la obra civil, el arrendamiento de los terrenos, los seguros, la gestión técnico-económica y el centro de control, y los impuestos y tributos locales. Ascienden a 1.600.000 € en el primer año y crecen igualmente con la inflación.

La diferencia entre ambos constituye el EBITDA (beneficio antes de intereses, impuestos y amortizaciones), que mide el margen operativo del parque. En el primer año asciende a 4.243.958 €, lo que supone un margen del 72,6 % sobre los ingresos, valor elevado pero característico de la tecnología eólica, en la que el recurso primario no tiene coste.

9.3 CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS

La cuenta de pérdidas y ganancias [27] muestra, en formato contable, cómo se pasa de los ingresos por venta de energía al beneficio neto de la sociedad. Se presenta a continuación un resumen que cuenta con los años más representativos.

CONCEPTO (€)	AÑO 1	AÑO 5	AÑO 10	AÑO 15	AÑO 20	AÑO 25	TOTAL
Importe neto cifra de negocios	5.843.958	6.325.688	6.984.071	7.710.979	8.513.544	9.399.640	187.183.738
(-) Gastos de explotación	-1.600.000	-1.731.891	-1.912.148	-2.111.166	-2.330.898	-2.573.500	-51.248.480
EBITDA	4.243.958	4.593.797	5.071.923	5.599.813	6.182.646	6.826.141	135.935.259
(-) Amortización	-1.680.000	-1.680.000	-1.680.000	-1.680.000	-1.680.000	-1.680.000	-42.000.000
Resultado de explotación (BAII)	2.563.958	2.913.797	3.391.923	3.919.813	4.502.646	5.146.141	93.935.259
(-) Gastos financieros	-1.323.000	-1.058.400	-727.650	-396.900	-66.150	0	-13.891.500
Resultado antes de impuestos (BAI)	1.240.958	1.855.397	2.664.273	3.522.913	4.436.496	5.146.141	80.043.759
(-) Impuesto de Sociedades	-310.240	-463.849	-666.068	-880.728	-1.109.124	-1.286.535	-20.010.940
RESULTADO DEL EJERCICIO	930.719	1.391.548	1.998.205	2.642.185	3.327.372	3.859.606	60.032.819

Tabla 21: Cuenta de PyG resumida

El parque obtiene beneficios desde el primer año de operación. El resultado del ejercicio crece de forma sostenida, pasando de 930.719 € a 3.859.606 €, debido a que los gastos financieros se reducen conforme se amortiza la deuda hasta desaparecer a partir del año 21. En consecuencia, el margen neto pasa del 15,9 % al 41,1 %, pese a que el margen EBITDA se mantiene constante en el 72,6 %.

9.4 FLUJOS DE CAJA

Los flujos de caja miden el dinero realmente disponible cada año. Se distinguen el Flujo de Caja Libre (FCF), que mide lo que genera el proyecto con independencia de su financiación, el Flujo de Caja de la Deuda (FCD), que recoge el servicio del préstamo, y el Flujo de Caja del Accionista (CFac), que resulta de la suma de ambos y representa lo que percibe el promotor.

A continuación, se presenta el resumen de los flujos de cajas obtenidos, mientras que su desglose en detalle se desarrolla en el *Anexo V: Desglose del estudio de la viabilidad económica*.

RESUMEN																											
CONCEPTO	AÑO0	AÑO1	AÑO2	AÑO3	AÑO4	AÑO5	AÑO6	AÑO7	AÑO8	AÑO9	AÑO10	AÑO11	AÑO12	AÑO13	AÑO14	AÑO15	AÑO16	AÑO17	AÑO18	AÑO19	AÑO20	AÑO21	AÑO22	AÑO23	AÑO24	AÑO25	
FCF del proyecto	-42.000.000 €	3.602.969 €	3.666.628 €	3.731.561 €	3.797.792 €	3.865.348 €	3.934.255 €	4.004.540 €	4.076.231 €	4.149.355 €	4.223.942 €	4.300.021 €	4.377.622 €	4.456.774 €	4.537.510 €	4.619.860 €	4.703.857 €	4.789.534 €	4.876.925 €	4.966.063 €	5.056.984 €	5.149.724 €	5.244.319 €	5.340.805 €	5.439.221 €	5.539.606 €	
FCF acumulado	-42.000.000 €	-38.397.031 €	-34.730.403 €	-30.998.842 €	-27.201.050 €	-23.335.703 €	-19.401.448 €	-15.396.908 €	-11.320.677 €	-7.171.322 €	-2.947.380 €	1.352.641 €	5.730.263 €	10.187.037 €	14.724.547 €	19.344.406 €	24.048.263 €	28.837.797 €	33.714.722 €	38.680.785 €	43.737.770 €	48.887.494 €	54.131.812 €	59.472.618 €	64.911.839 €	70.451.444 €	
CFac del accionista	-12.600.000 €	1.140.719 €	1.253.991 €	1.368.536 €	1.484.379 €	1.601.548 €	1.720.067 €	1.839.965 €	1.961.268 €	2.084.005 €	2.208.205 €	2.333.896 €	2.461.109 €	2.589.874 €	2.720.222 €	2.852.185 €	2.985.794 €	3.121.084 €	3.258.087 €	3.396.838 €	3.537.372 €	5.149.724 €	5.244.319 €	5.340.805 €	5.439.221 €	5.539.606 €	
CFac acumulado	-12.600.000 €	-11.459.281 €	-10.205.291 €	-8.836.755 €	-7.352.375 €	-5.750.828 €	-4.030.760 €	-2.190.796 €	-229.527 €	1.854.478 €	4.062.683 €	6.396.579 €	8.857.688 €	11.447.562 €	14.167.784 €	17.019.969 €	20.005.763 €	23.126.847 €	26.384.934 €	29.781.773 €	33.319.145 €	38.468.869 €	43.713.187 €	49.053.993 €	54.493.214 €	60.032.819 €	

Tabla 22: Flujos de cajas

En el año 0 el proyecto desembolsa los 42 M€ de inversión, de los cuales 29,4 M€ son aportados por la deuda, resultando una aportación del accionista de 12,6 M€. A partir del año 21, cancelado ya el préstamo, el flujo del accionista coincide con el del proyecto. El desarrollo completo de los tres flujos, año a año, se recoge en el Anexo VI.

9.5 INDICADORES FINANCIEROS

El estudio económico de viabilidad del proyecto determinará su estado final a partir de los resultados que se obtengan de los indicadores financieros [27].

9.5.1 WACC

El WACC es la rentabilidad mínima que debe ofrecer el proyecto para satisfacer tanto a los accionistas como a los bancos que lo financian, y se obtiene ponderando el coste de ambas fuentes de financiación [27]. El coste de los recursos propios se obtiene mediante el modelo CAPM:

$$K_e = R_f + \beta * (R_m - R_f) = 0,035 + 0,90 * 0,06 = 8,90 \% ,$$

siendo R_f la tasa de rentabilidad para inversiones sin riesgos, β : beta de la acción (riesgo de mercado), R_m la tasa de rentabilidad del mercado

El coste de la deuda después de impuestos, dado que los gastos financieros son deducibles:

$$K_d * (1 - t) = 0,045 * (1 - 0,25) = 3,38 \%$$

Ponderando ambos según el valor de mercado de la deuda (D), y el valor del mercado de las acciones (E), se obtiene una WACC del 5,03%.

$$WACC = \frac{(E * K_e) + [D * K_d * (1 - t)]}{E + D} = 0,30 * 0,089 + 0,70 * 0,038 = 5,03 \%$$

9.5.2 VAN

El VAN mide el valor que genera el proyecto por encima de la rentabilidad exigida, en euros de hoy [27]. Un VAN positivo indica que el proyecto es rentable, y se obtiene con la siguiente ecuación,

$$VAN = -I_0 + \frac{\sum F_t}{(1 + k)^n}$$

siendo F_t los flujos de caja en cada periodo, I_0 la inversión inicial, n el número de periodos y k la tasa de descuento. Así, en la Tabla 13, se muestran los valores obtenidos.

INDICADOR	TASA DE DESCUENTO	RESULTADO
VAN del proyecto (sobre el FCF)	WACC = 5,03 %	18.402.555 €
VAN del accionista (sobre el CFac)	Ke = 8,90 %	9.169.931 €

Tabla 23: VAN obtenidos

Ambos valores son claramente positivos: el parque no solo recupera la inversión, sino que añade más de 18 millones de euros de valor en euros actuales.

9.5.3 TIR

La TIR es la rentabilidad anual media del proyecto. Para que la inversión resulte aceptable debe superar la tasa de descuento exigida [27]. Para este proyecto se obtiene lo siguiente:

INDICADOR	RESULTADO	SE COMPARA CON	CONCLUSIÓN
TIR del proyecto	8,71%	WACC = 5,03 %	TIR > WACC → se acepta
TIR del accionista	14,64%	Ke = 8,90 %	TIR > Ke → se acepta

Tabla 24: TIR obtenidas

En ambos casos la TIR supera holgadamente la rentabilidad mínima exigida. La rentabilidad del accionista (14,64 %) es superior a la del proyecto (8,71 %) por efecto del apalancamiento financiero: al financiarse el 70 % de la inversión con deuda a un coste (4,5 %) inferior a la rentabilidad del proyecto, el diferencial revierte en el accionista.

El flujo de caja acumulado del proyecto pasa a ser positivo durante el año 11, situando el periodo de recuperación de la inversión (payback) en torno a 10,7 años, holgadamente dentro de la vida útil de 25 años.

En conjunto, los indicadores obtenidos, VAN positivo, TIR superior a la tasa de descuento exigida y un payback contenido dentro de la vida útil, conducen a la misma conclusión: el parque eólico de Galve es un proyecto económicamente viable.

Capítulo 10. ALINEACIÓN CON LOS ODS

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) [6] constituyen el núcleo de la Agenda 2030, aprobada por la Asamblea General de las Naciones Unidas en 2015. Se trata de 17 objetivos globales, desarrollados en 169 metas, que persiguen erradicar la pobreza, proteger el planeta y garantizar la prosperidad de las generaciones futuras. A diferencia de los compromisos que los precedieron, los ODS interpelan por igual a los Estados, al sector privado y a la sociedad civil, y exigen que cualquier proyecto de infraestructura justifique su encaje en ese marco.

El Parque Eólico de Galve es, por su propia naturaleza, un proyecto de transición energética, por lo que su contribución a la Agenda 2030 es directa en unos objetivos e indirecta en otros. A continuación, se analiza esta alineación, distinguiendo entre los objetivos sobre los que el proyecto incide de forma principal, aquellos sobre los que incide de manera complementaria, y aquel que introduce una tensión que debe gestionarse explícitamente.

ODS 7. Energía asequible y no contaminante. Es el objetivo con el que el proyecto se identifica de forma más inmediata, en particular con la meta 7.2, que persigue aumentar sustancialmente la proporción de energías renovables en el conjunto de fuentes energéticas. Con una potencia instalada de 39,6 MW y una producción neta estimada de 112.384 MWh anuales, el parque aporta energía equivalente al consumo eléctrico doméstico de unos 32.000 hogares. Esta aportación se enmarca en el objetivo del PNIEC 2023-2030 de alcanzar 62 GW de potencia eólica terrestre, que exige la puesta en marcha de nueva potencia como la que aquí se proyecta. Además, al tratarse de una tecnología cuyo recurso primario carece de coste, el parque contribuye a moderar el precio marginal del mercado diario, lo que incide sobre la dimensión de asequibilidad del objetivo.

ODS 13. Acción por el clima. La generación eólica sustituye energía que, de otro modo, procedería en parte de tecnologías fósiles. Adoptando como referencia el factor de emisión del mix eléctrico peninsular, del orden de 0,15 tCO₂/MWh, el parque evitaría aproximadamente 16.900 toneladas de CO₂ al año, es decir, unas 421.000 toneladas a lo

largo de los 25 años de vida útil considerados. Se trata de una estimación conservadora: si se considerase que la generación eólica desplaza en el margen a los ciclos combinados de gas natural, cuyo factor de emisión ronda los 0,37 tCO₂/MWh, las emisiones evitadas superarían el millón de toneladas en el mismo horizonte. En cualquiera de las dos hipótesis, la contribución a la meta 13.2 es significativa.

ODS 9. Industria, innovación e infraestructura. El proyecto no se limita a instalar seis aerogeneradores: incorpora una red de media tensión, una subestación transformadora 30/220 kV y una línea aérea de 16 km hasta el nudo de Valdeconejos. Todo ello constituye infraestructura fiable y de calidad en el sentido de la meta 9.1, y refuerza la capacidad de evacuación de una zona con escasa densidad de red. Asimismo, la elección de una máquina de última generación responde a la meta 9.4, que insta a modernizar la industria mediante tecnologías más limpias y eficientes en el uso de los recursos.

Capítulo 11. CONCLUSIONES

Una vez realizados todos los análisis necesarios para la toma de decisiones sobre el parque eólico, se puede concluir que el desarrollo del Parque Eólico de Galve es viable, tanto desde el punto de vista técnico como económico, y por tanto recomendable.

Como se ha demostrado a lo largo de este trabajo, el emplazamiento cumple todos los requisitos que se establecieron como criterios de selección. Su recurso eólico es suficiente, con una velocidad media de 7,188 m/s a la altura de buje de 150 m, superando el mínimo exigido. La dirección dominante está claramente definida, lo que ha permitido orientar los aerogeneradores de forma que las pérdidas por estela sean las menores posibles. El terreno tiene una pendiente muy reducida y su vegetación, de cultivo y monte bajo, no afecta de manera significativa a la generación de energía. Además, no coincide con ningún espacio natural protegido, cuenta con carreteras próximas que permiten el acceso de los transportes especiales y se encuentra a unos 16 km del nudo de la red de transporte más cercano.

Mediante el análisis con el programa WasP [12] se obtuvieron los datos de generación de los tres aerogeneradores candidatos y se concluyó que el modelo SG 6,6-170 de la empresa Siemens Gamesa, de 6,6 MW de potencia nominal, era la mejor opción, al ser el que mejor aprovecha el viento del emplazamiento. El parque producirá 112.384 MWh anuales una vez descontadas las pérdidas, lo que se traduce en un factor de capacidad del 32,4 %, un valor situado en el rango alto de los parques eólicos terrestres que operan actualmente en España. Todo ello supone el ahorro de unas 725.000 toneladas de CO₂, a lo largo de su vida útil.

MAGNITUD	VALOR
Potencia instalada	39,6 MW
Número de aerogeneradores	6
Producción neta anual	112.384 MWh
Factor de capacidad	32,40%
Velocidad media a 150 m	7,188 m/s
Vida útil considerada	25 años

Tabla 25: Resumen de las características principales del parque

En último lugar, tras la realización del estudio económico, la inversión inicial necesaria para el desarrollo del proyecto asciende a 42 millones de euros, y una vez elaborados los flujos de caja, los indicadores financieros obtenidos demuestran que el parque es viable económicamente.

El valor actual neto es positivo tanto para el proyecto como para el accionista, lo que significa que la inversión genera valor por encima de la rentabilidad mínima que se le exige. La tasa interna de retorno, del 8,71 % para el proyecto y del 14,64 % para el accionista, supera en ambos casos esa rentabilidad mínima, y el periodo de recuperación de la inversión, de unos 10,7 años, queda holgadamente dentro de los 25 años de vida útil del parque. La rentabilidad del accionista es superior a la del proyecto porque parte de la inversión se financia con deuda a un coste inferior al que el propio parque genera, y esa diferencia acaba beneficiando al inversor.

Además de lo mencionado, el desarrollo de este trabajo resulta beneficioso para el desarrollo sostenible. Tomando como referencia los Objetivos de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas, este proyecto se alinea con los objetivos 7, 9 y 13 de dicha lista.

Por último, conviene señalar las principales limitaciones del estudio. Los datos de viento proceden de un modelo y no de una campaña de medición realizada sobre el propio terreno, la producción se ha supuesto constante durante toda la vida útil del parque, sin tener en cuenta el desgaste de los equipos; y algunos de los parámetros del modelo financiero se han estimado a partir de valores habituales del sector. Partiendo de estas limitaciones, las líneas de trabajo futuro más evidentes serían la realización de una campaña de medición en el emplazamiento, un estudio geotécnico de la zona del emplazamiento, y un análisis de riesgo que permita conocer no solo el resultado esperado del proyecto, sino también la probabilidad de que se cumpla.

Capítulo 12. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030*. Disponible en: <https://www.miteco.gob.es/es/energia/estrategia-normativa/pniec-23-30.html> [Último acceso: 1 de junio de 2026].
- [2] Red Eléctrica de España (REE). *Potencia instalada eólica – Informe de energías renovables*. Disponible en: <https://www.sistemaelectrico-ree.es/es/informe-de-energias-renovables/viento/potencia-instalada-viento> [Último acceso: 1 de junio de 2026].
- [3] Global Wind Energy Council (GWEC). *Global Wind Report*. Disponible en: <https://www.gwec.net/reports/globalwindreport> [Último acceso: 3 de junio de 2026].
- [4] Asociación de Promotores de Energía Eólica de Castilla y León (APECYL). *La energía eólica encabeza el mix eléctrico en noviembre*. Disponible en: <https://apecy1.com/noticia/la-energia-eolica-encabeza-el-mix-electrico-en-noviembre/> [Último acceso: 3 de junio de 2026].
- [5] Red Eléctrica de España (REE). *Informe del Sistema Eléctrico Español 2025*. Disponible en: <https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/informes/2026/ise-2025.pdf> [Último acceso: 6 de junio de 2026].
- [6] Organización de las Naciones Unidas (ONU). *Objetivos de Desarrollo Sostenible – Agenda 2030*. Disponible en: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/> [Último acceso: 6 de junio de 2026].
- [7] Fuente de la Ilustración 9 (esquema del efecto estela). Disponible en: <https://www.vectorenrenewables.com/es/blog/sabes-lo-que-es-el-efecto-estela-en-un-parque-eolico>. [Último acceso: 6 de junio 2026].
- [8] Technical University of Denmark (DTU Wind Energy). *Global Wind Atlas*. Disponible en: <https://globalwindatlas.info/> [Último acceso: 9 de junio de 2026].
- [9] *Visor cartográfico de la Red Natura 2000 en España*. Disponible en: <https://meteosierra.com/visores-cartograficos/visor-de-la-red-natura-2000-en-espana/> [Último acceso: 10 de junio de 2026].
- [10] Vortex F.d.C. *Series temporales de viento (10 años, 100 y 150 m) para el emplazamiento de Galve*. Datos facilitados por la empresa. Disponible en: <https://vortexfdc.com/> [Último acceso: 13 de junio de 2026].

- [11] UL Solutions. *Windographer (aplicación)– Software de análisis de datos de recurso eólico*. [Último acceso: 25 de junio de 2026].
- [12] Technical University of Denmark (DTU Wind Energy). *WasP – Wind Atlas Analysis and Application Program* (incluye WasP Map Editor, WasP Climate Analyst, WasP Turbine Editor y Air Density Calculator). Disponible en: <https://www.wasp.dk/> [Último acceso: 9 de julio de 2026].
- [13] Google. *Google Earth Pro*. Disponible en: <https://www.google.com/intl/es/earth/> [Último acceso: 6 de julio de 2026].
- [14] Siemens Gamesa Renewable Energy. *Developer Package SG 6.6-170*. Documento técnico del fabricante. Aportado por la tutora del TFG. [Último acceso: 14 de julio de 2026].
- [15] Vestas Wind Systems A/S. *V172-7.2 MW – Ficha técnica*. Aportado por la tutora del TFG. [Último acceso: 30 de junio de 2026].
- [16] Nordex Group. *N163 – Ficha técnica*. Aportado por la tutora del TFG. [Último acceso: 30 de junio de 2026].
- [17] Gobierno de Aragón. *Visor de Anchuras de Plataforma de la Red Autonómica de Carreteras de Aragón*. Disponible en: <https://carreteras-gob-aragon.hub.arcgis.com/apps/gob-aragon::raa-anchura-plataformas/explore>. [Último acceso: 3 de julio de 2026].
- [18] ALONSO ALONSO, C. *Parques Eólicos: Instalaciones y Obras*. Apuntes de la asignatura [nombre de la asignatura], Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales, ETS de Ingeniería – ICAI, Universidad Pontificia Comillas, Madrid, curso 2025/26. Material docente no publicado.
- [19] Fuente de la Ilustración 30 (seccionador tripolar). Disponible en: https://www.weg.net/catalog/weg/CD/pt_PT/Gera%C3%A7%C3%A3o%2C-Transmiss%C3%A3o-e-Distribui%C3%A7%C3%A3o/Secionadores/Secionador-Dupla-Abertura-Lateral/Secionador-Dupla-Abertura-Lateral-%28LB%29/p/MKT_WTD_DOUBLE_SIDE_BREAK_DISCONNECTOR [Último acceso: 8 de julio de 2026].
- [20] Fuente de las Ilustraciones 31 y 32 (interruptor junto con TI; TT junto con pararrayos). Docencia de la asignatura de Centrales y Subestaciones, ICAI. [Último acceso: 8 de julio de 2026].
- [21] Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español (OMIE). *Resultados de mercado – precio medio del mercado diario*. Disponible en: <https://www.omie.es/> [Último acceso: 9 de julio de 2026].

- [22] ALONSO ALONSO, C. *Temas 0 y 1: Estadísticas de implantación de la energía eólica mundial y Conceptos de Meteorología*. Apuntes de la asignatura [nombre de la asignatura], ETS de Ingeniería – ICAI, Universidad Pontificia Comillas, Madrid, curso 2025/26. Material docente no publicado.
- [23] ALONSO ALONSO, C. *Tema 2: Caracterización del Potencial Eólico*. Apuntes de la asignatura [nombre de la asignatura], ETS de Ingeniería – ICAI, Universidad Pontificia Comillas, Madrid, curso 2025/26. Material docente no publicado.
- [24] ALONSO ALONSO, C. *Tema 3: Campaña de Medición y Tratamiento de Series de Datos*. Apuntes de la asignatura [nombre de la asignatura], ETS de Ingeniería – ICAI, Universidad Pontificia Comillas, Madrid, curso 2025/26. Material docente no publicado.
- [25] ALONSO ALONSO, C. *Tema 4: Descripción del Aerogenerador. Principales componentes (Parte 1)*. Apuntes de la asignatura [nombre de la asignatura], ETS de Ingeniería – ICAI, Universidad Pontificia Comillas, Madrid, curso 2025/26. Material docente no publicado.
- [26] ALONSO ALONSO, C. *Tema 5: Descripción del Aerogenerador. Principales componentes (Parte 2)*. Apuntes de la asignatura [nombre de la asignatura], ETS de Ingeniería – ICAI, Universidad Pontificia Comillas, Madrid, curso 2025/26. Material docente no publicado.
- [27] ALONSO ALONSO, C. *Tema 7: Estudio de Viabilidad Económica de un Parque Eólico*. Apuntes de la asignatura [nombre de la asignatura], ETS de Ingeniería – ICAI, Universidad Pontificia Comillas, Madrid, curso 2025/26. Material docente no publicado.

ANEXO I: COMPARATIVA DE EMPLAZAMIENTOS

Índice del ANEXO I

1. Objeto

2. Metodología

3. Emplazamientos

3.1. Zona 1 (Castilla y León)

3.2. Zona 2 (Aragón)

3.3. Zona 3 (Castilla-La Mancha)

4. Selección

5. Colocación de los aerogeneradores

Índice de figuras del Anexo I

Figura 1: Mapa eólico de la Península Ibérica	84
Figura 2: Características del recurso eólico del primer emplazamiento.....	88
Figura 3: Elevación del terreno del primer emplazamiento	89
Figura 4: Características del recurso eólico del segundo emplazamiento	90
Figura 5: Elevación del terreno del segundo emplazamiento.....	91
Figura 6: Características del recurso eólico del tercer emplazamiento.	92
Figura 7: Elevación del terreno del tercer emplazamiento	93
Figura 8: Posicionamiento de los aerogeneradores en el emplazamiento escogido	95

Índice de tablas del Anexo I

Tabla 1: Puntuación del recurso eólico
Tabla 2: Puntuación de la orografía
Tabla 3: Puntuación del terreno
Tabla 4: Puntuación de la vegetación
Tabla 5: Puntuación de la interconexión eléctrica
Tabla 6: Puntuación del medio ambiente
Tabla 7: Puntuación de la accesibilidad
Tabla 8: Puntuación de otros
Tabla 9: Puntuación de la capacidad del proyecto
Tabla 10: Características y puntuación del primer emplazamiento
Tabla 11: Características y puntuación del segundo emplazamiento
Tabla 12: Características y puntuación del tercer emplazamiento
Tabla 13: Resumen de los emplazamientos

1. Objeto

Para la selección del emplazamiento, primero se han escogido tres comunidades autónomas en las que el viento predomina, como son Aragón, Castilla y León y Castilla-La Mancha.

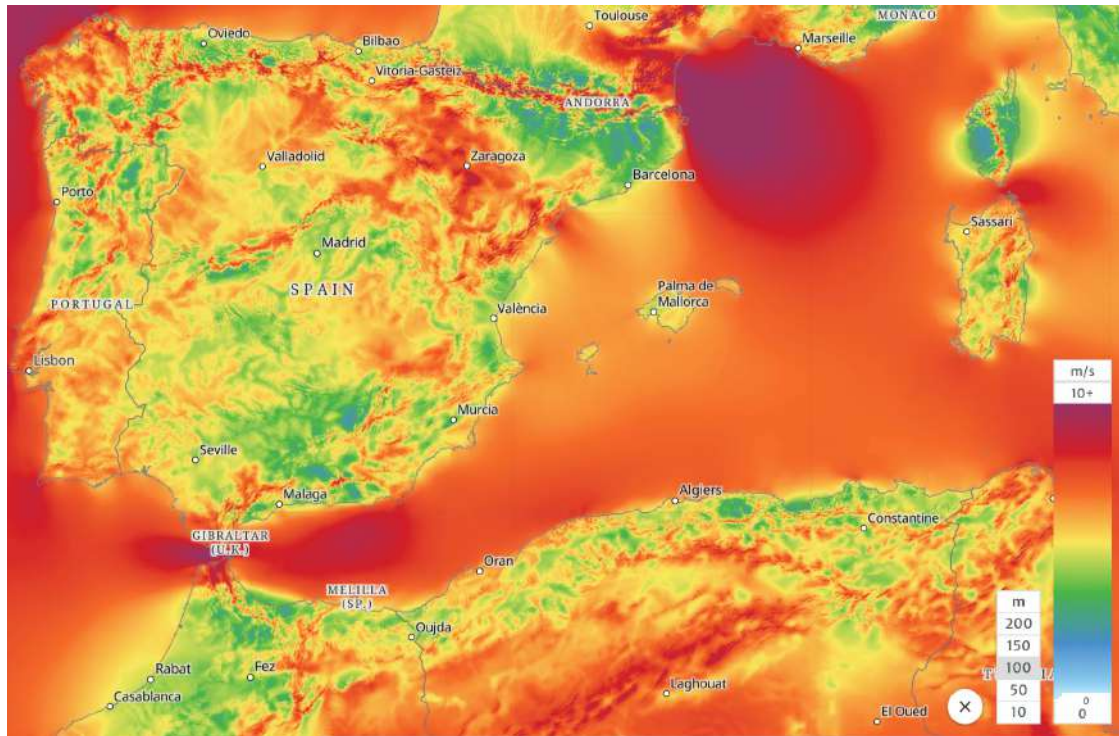


Figura 1: Mapa eólico de la Península Ibérica

Como se quiere reducir el impacto medioambiental, se buscarán zonas en las que ya haya líneas eléctricas para minimizar el número de las nuevas, se aproveche la infraestructura existente y así se ocupe una parte menor del territorio, y se disminuyan las pérdidas eléctricas. Además, se elegirán las subestaciones que se encuentren en zonas poco pobladas y se encuentren a la menor distancia posible del parque eólico.

2. Metodología

En cuanto al emplazamiento, se han de seguir una serie de criterios establecidos por la tutora del TFG [23], siendo estos:

- El recurso eólico debe tener una velocidad media mayor de 6m/s a una altitud de 100m.
- Buena orografía, acompañada del tipo de terreno y su vegetación; han de ser coherentes con la zona elegida para la construcción, lo que implica la exclusión de espacios protegidos.
- Fácil accesibilidad, con carreteras en buen estado.
- Conexión a una subestación o línea cercana a un radio no superior a 30-40km, con capacidad suficiente.
- Estimación de la potencia.

A partir de estos factores, se ha realizado una tabla comparativa, asignándoles una puntuación que varía de 0 a 3. Así, se seleccionará el mejor emplazamiento de forma objetiva. Los criterios de puntuación se han establecido como se muestra en las tablas siguientes.

RECURSO EÓLICO	
Velocidad media (m/s)	Puntuación
$v < 6$	0
$6 < v < 7$	1
$7 < v < 8$	2
$v > 8$	3

Tabla 1: Puntuación del recurso eólico

OROGRAFÍA	
Pendiente media del terreno	Puntuación
< 5	3
$5 < P < 10$	2
$10 < P < 15$	1
$P > 15$	0

Tabla 2: Puntuación de la orografía

TERRENO	
Tipo de terreno	Puntuación
Consistencia normal	3
Consistencia normal con roca puntual	2
Consistencia normal con zonas blandas	1
Roca en su mayoría	0
Consistencia blanda en su mayoría	0

Tabla 3: Puntuación del terreno

VEGETACIÓN	
Tipo	Puntuación
Monte bajo	3
Monte bajo con árboles puntuales	2
Bosque	1

Tabla 4: Puntuación de la vegetación

INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA	
Distancia y nivel de tensión	Puntuación
Más de 50km para más de 220kV	0
Entre 25 y 50km para menos de 220kV	2
Menos de 25km para menos de 220kV	3

Tabla 5: Puntuación de la interconexión eléctrica

MEDIO AMBIENTE	
Descripción	Puntuación
No afecta a espacios naturales y el espacio protegido más próximo a más de 15km	3
No afecta a espacios naturales y el espacio protegido más próximo entre 5 y 15km	2
No afecta a espacios naturales y el espacio protegido más próximo a menos de 15km	1

Tabla 6: Puntuación del medio ambiente

ACCESIBILIDAD	
Carreteras y puertos de llegada	Puntuación
Buenas carreteras y puerto de llegada	3
reforma puntual carreteras y buen puerto	2
Reforma carreteras y sin puerto	0

Tabla 7: Puntuación de la accesibilidad

OTROS	
Descripción	Puntuación
Existe instalación de TV	0
Existe instalación de telefonía móvil	1
Existe una propiedad privada crítica	0
No existe ningún impedimento	3

Tabla 8: Puntuación otros

CAPACIDAD DEL PROYECTO	
Potencia	Puntuación
< 20 MW	0
30 y 50 MW	1
50 y 100 MW	2
Más de 100 MW	3

Tabla 9: Puntuación capacidad del proyecto

3. Emplazamientos

3.1. Zona 1 (Castilla y León)

Como primera opción se ha escogida una zona que se encuentra al noroeste de la provincia de León, cerca de la comarca de El Bierzo. Castilla y León es una región que destaca por su tradición eólica.

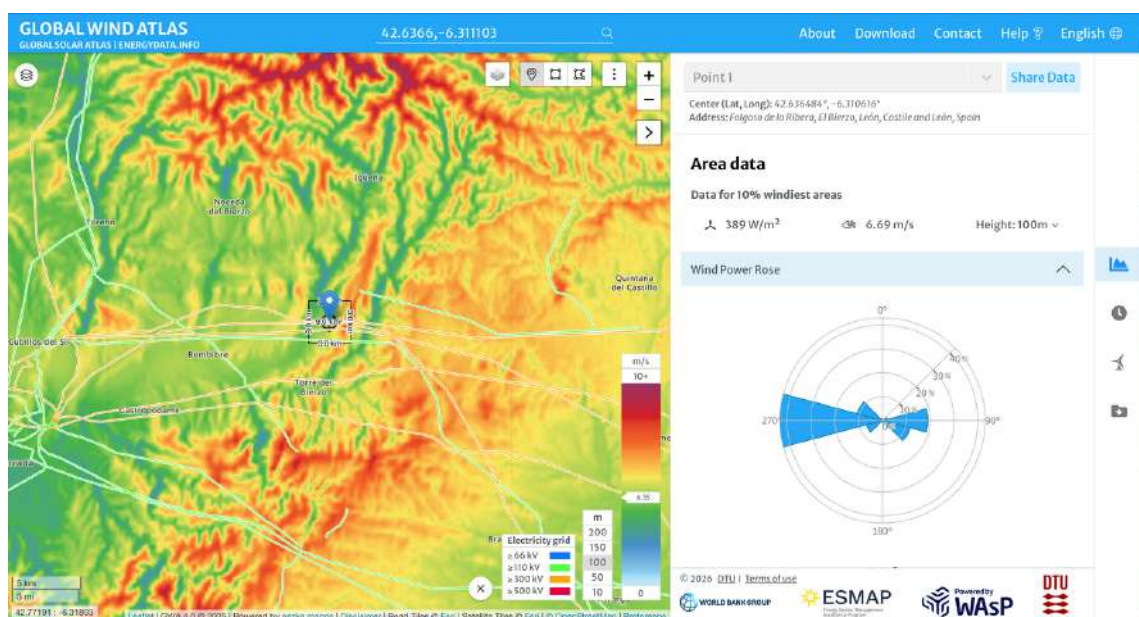


Figura 2: Características del recurso eólico del primer emplazamiento

La velocidad media es de 6,7 m/s y presenta una densidad de potencia eólica de 389 W/m² a 100m de altura, según Global Wind Atlas [8]. En la ilustración se muestran líneas eléctricas tanto de alta como de media tensión, lo que supone una gran ventaja en la interconexión con la subestación más cercana. Esto conlleva una reducción de la longitud de las infraestructuras de evacuación, lo que implica una disminución del coste y de las pérdidas eléctricas asociadas, aspectos muy positivos para cumplir el objetivo de reducir el impacto ambiental.

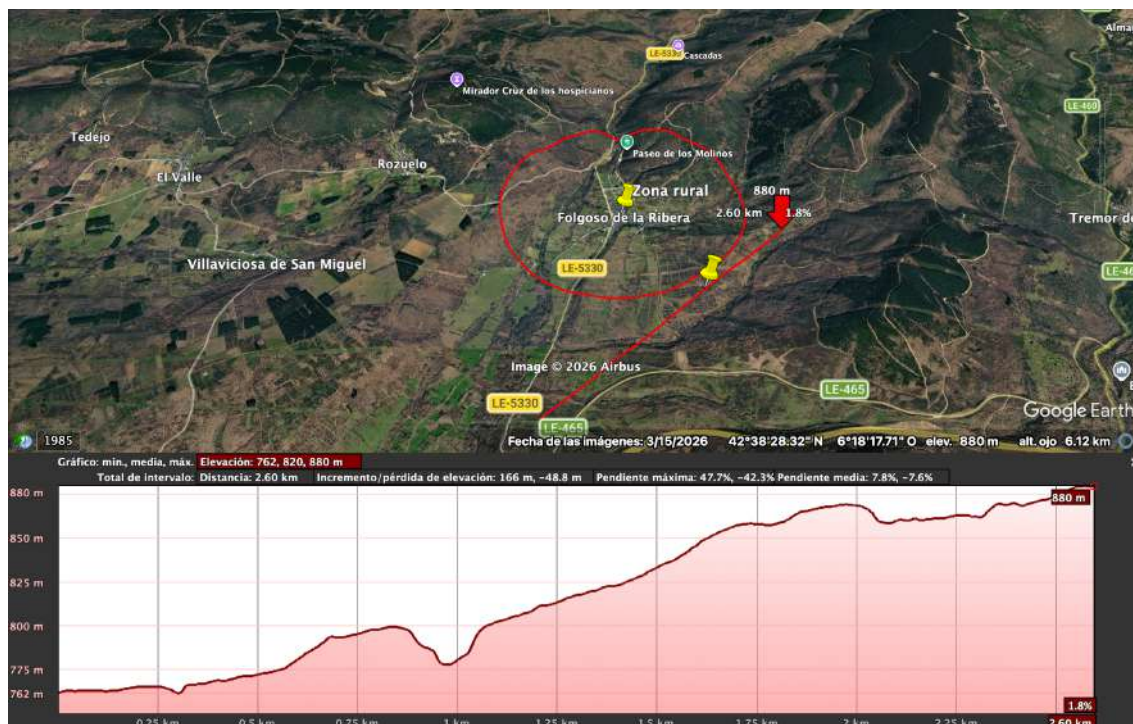


Figura 3: Elevación del terreno del primer emplazamiento

La pendiente media del terreno es de un 8% y está constituido principalmente por vegetación natural, en una zona de relieve suave. La distancia al núcleo urbano más cercano es superior a 1km de radio y se encuentra a 23km de la subestación de Peñadrada, 220kV.

En cuanto a la accesibilidad, la existencia de carreteras muy cercanas como la LE-465, LE-5330 o la autovía A-6, suponen un aspecto muy favorable a la hora de la construcción del emplazamiento.

Por otro lado, es una zona cercana a áreas de estudio de fauna protegida, lo que puede suponer inconvenientes. Por ello se le aplicará una puntuación baja, al ser el objetivo principal la disminución del impacto medioambiental.

Criterio	Descripción	Puntuación
Velocidad media recurso eólico	$v = 6.7\text{m/s}$	1
Orografía	7,8%	2
Tipo de terreno	Consistencia normal	3
Medio ambiente	El espacio protegido más próximo está a menos de 5km	1
Vegetación	Monte bajo con árboles puntuales	2
Interconexión eléctrica	Menos de 25 km para menos de 220kV	3
Accesibilidad	Buenas carreteras	3
Otros	Cercano a zonas de fauna protegida	0
Capacidad del proyecto	50 MW	2
		17

Tabla 10: Características y puntuación del primer emplazamiento

3.2. Zona 2 (Aragón)

La segunda zona seleccionada se encuentra al noroeste de la provincia de Teruel, en Aragón. Se caracteriza por presentar un recurso eólico elevado, con zonas de baja población y alejadas de espacios protegidos, condiciones indispensables para la selección del emplazamiento.

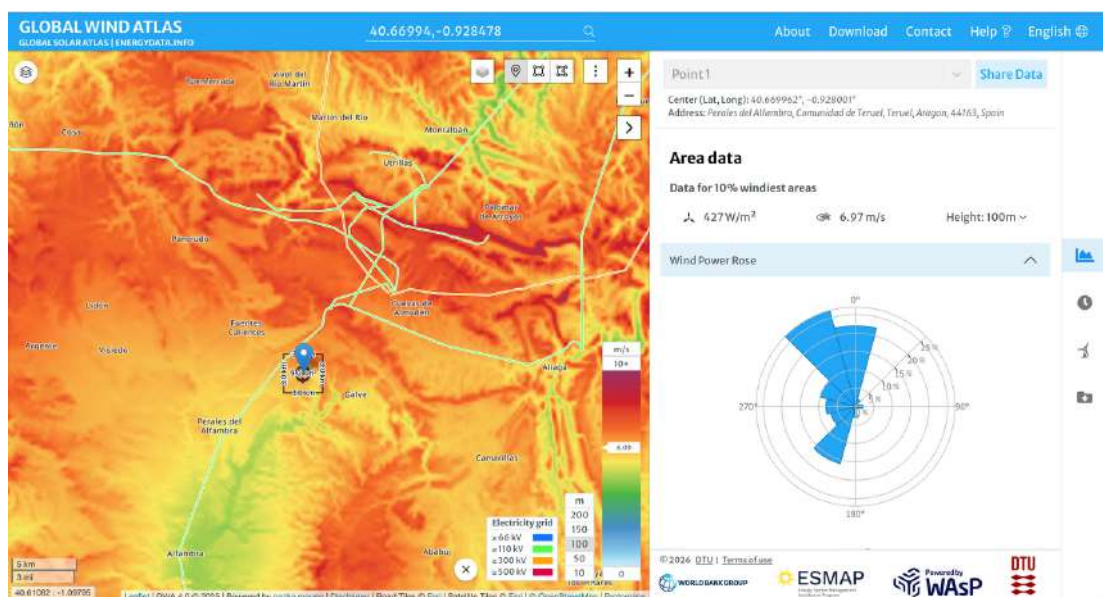


Figura 4: Características del recurso eólico del segundo emplazamiento

El recurso eólico presenta una potencia de 427 W/m² y una velocidad media de 7 m/s. La distancia de 16km a la subestación de Valdeconejos (220kV) y la existencia de líneas eléctricas cercanas permiten una interconexión idónea para el proyecto.



Figura 5: Elevación del terreno del segundo emplazamiento

El terreno está constituido principalmente por zonas de cultivo, sin apreciarse grandes masas forestales ni rocosas, siendo así su pendiente media del 4%. Al tratarse en su mayoría de parcelas agrícolas, la vegetación se califica como monte bajo.

La cercanía a las carreteras A-228 y N-420 facilitan el acceso para la construcción del emplazamiento, junto con la existencia de caminos rurales. Otro aspecto muy favorable y de gran peso para su elección es que el espacio protegido más próximo está a más de 10km, por lo que no existe ningún impedimento para su puesta en marcha.

El municipio de Galve es la zona habitable más cercana, pero se encuentra a más de 1km, por lo que no supone ningún impedimento.

Criterio	Descripción	Puntuación
Velocidad media recurso eólico	$v = 7 \text{ m/s}$	1
Orografía	4 %	3
Tipo de terreno	Consistencia normal	3
Medio ambiente	El espacio protegido más próximo está entre 5 y 15 km	2
Vegetación	Monte bajo	3
Interconexión eléctrica	Menos de 25km para menos de 200kV	3
Accesibilidad	Buenas carreteras	3
Otros	No existe ningún impedimento	3
Capacidad del proyecto	50 MW	2
		23

Tabla 11: Características y puntuación del segundo emplazamiento

3.3. Zona 3 (Castilla - La Mancha)

Por último, se ha contemplado un emplazamiento en la provincia de Cuenca, próximo al municipio de Campillo de Altobuey. La zona seleccionada está a más de un 1km de este municipio, restricción necesaria para su estudio.

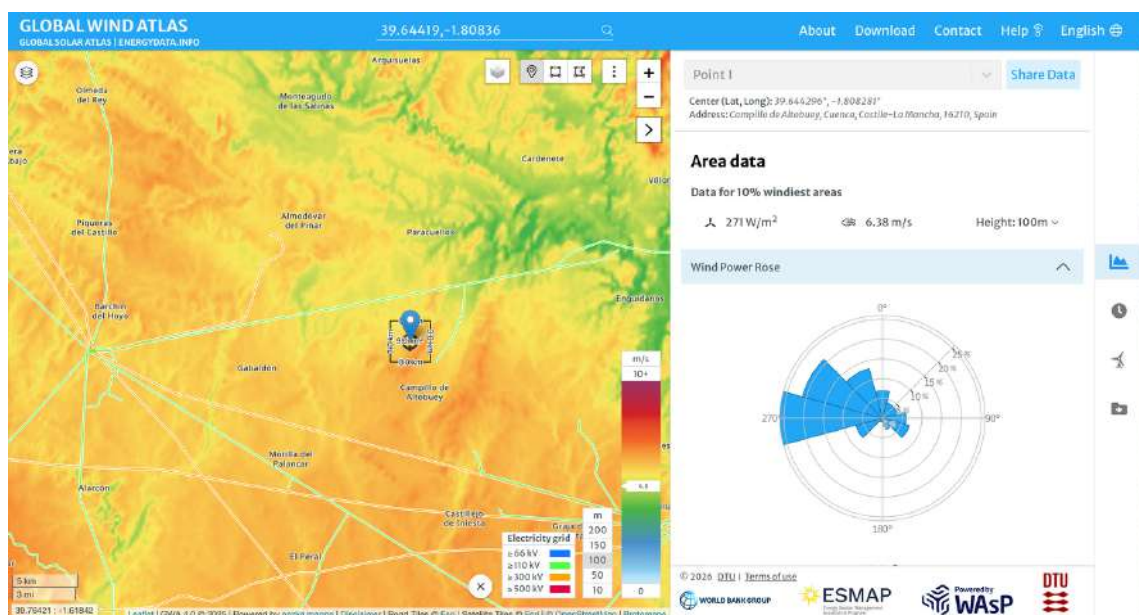


Figura 6: Características del recurso eólico del tercer emplazamiento.

La velocidad media del aire es de 6,4 m/s y la potencia es de 271 W/m², siendo estos datos los más inferiores registrados. En cuanto a la interconexión, se aprecian líneas eléctricas de alta y media tensión cercanas a la zona escogida.



Figura 7: Elevación del terreno del tercer emplazamiento

El terreno marcado en la figura presenta una consistencia normal, aunque se pueden observar masas de arboleda. Su pendiente media es de un 2,3% lo que supone un gran punto a favor. La subestación Olmedilla 220kV se encuentra a una distancia entre 25-30km y la accesibilidad es favorable al estar la carretera CM-211 a poca distancia.

Sin embargo, el emplazamiento se encuentra dentro de la zona ZEC/LIC [9], lo que resulta incompatible con el objetivo del proyecto. Por ello, a pesar de presentar características favorables para su elección, se ha descartado.

Criterio	Descripción	Puntuación
Velocidad media recurso eólico	v = 6,4 m/s	1
Orografía	2,3%	3
Tipo de terreno	Consistencia normal	3
Medio ambiente	Dentro de zona ZEC/LIC	0
Vegetación	Monte bajo con árboles puntuales	2
Interconexión eléctrica	Entre 25 y 50km para menos de 220kV	2
Accesibilidad	Buenas carreteras	3
Otros	Zona ZEC/LIC	0
Capacidad del proyecto	50 MW	2
		16

Tabla 12: Características y puntuación del tercer emplazamiento

4. Selección

En la tabla que se muestra a continuación, se muestran los tres emplazamientos con sus puntuaciones. El emplazamiento finalmente seleccionado es el segundo, en Teruel próximo al municipio de Galve.

	Velocidad media recurso eólico	Orografía	Tipo de terreno	Medio ambiente	Vegetación	Interconexión eléctrica	Accesibilidad	Otros	Capacidad del proyecto	Total
Opción 1	1	2	3	1	2	3	3	0	2	17
Opción 2	1	3	3	2	3	3	3	3	2	23
Opción 3	1	3	3	0	2	2	3	0	2	16

Tabla 13: Resumen de los emplazamientos

5. Colocación de los aerogeneradores

Escogido el emplazamiento, hay que definir la posición de los aerogeneradores, de tal manera que se sitúen en las zonas más elevadas y se orienten perpendicularmente a la dirección de mayor viento, así, se aprovecharán al máximo las condiciones del recurso eólico. Por otro lado, también hay que tener en cuenta que les debe separar una distancia de tres veces el diámetro, es decir, 500 m de forma aproximada.

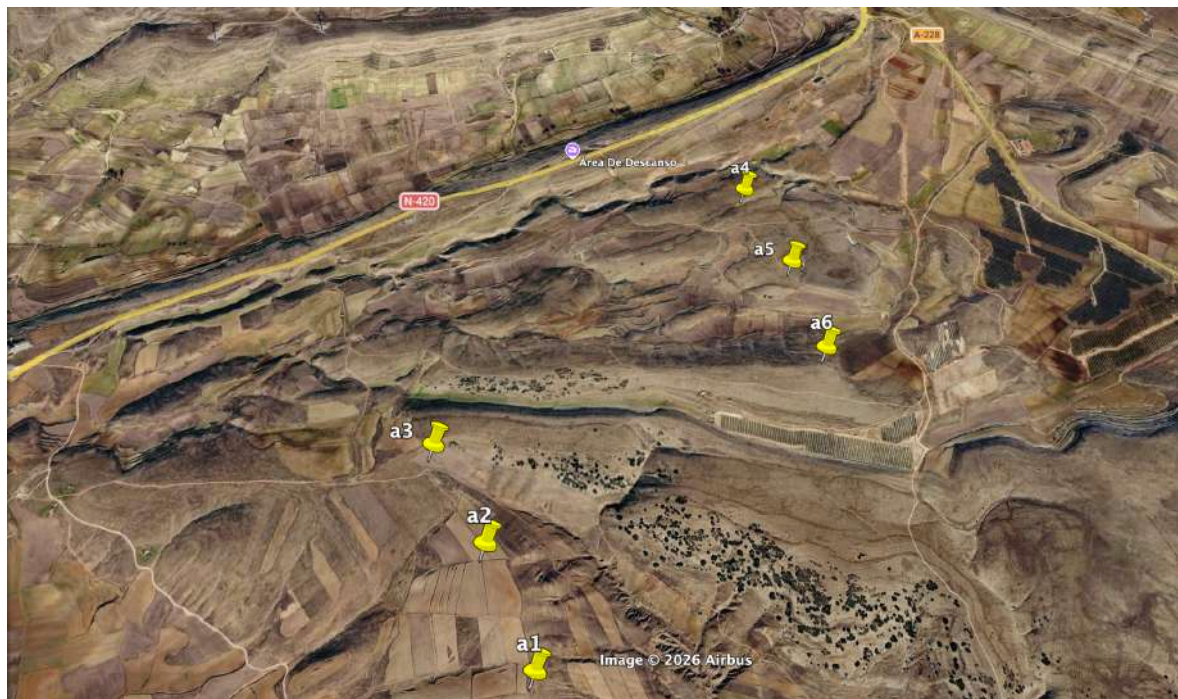


Figura 8: Posicionamiento de los aerogeneradores en el emplazamiento escogido

ANEXO II: ANÁLISIS DEL RECURSO EÓLICO

Índice del ANEXO II

1. Introducción

2. Recurso eólico

2.1. Rosas de viento

2.2. Perfil diurno medio

2.3. Series temporales

2.4. Análisis estadístico

2.4.1. Función de distribución acumulada

2.4.2. Correlación de las alturas

2.4.3. Box plots

2.4.4. Probabilidad de excedencia

2.4.5. Vientos extremos

Índice de figuras del Anexo II

- Figura 1: Rosas de viento de frecuencia mensuales
- Figura 2: Perfil diurno medio
- Figura 3: Serie temporal de 1 mes
- Figura 4: Serie temporal de 1 año
- Figura 5: Serie temporal de 10 años
- Figura 6: Función de distribución acumulada
- Figura 7: Correlación de alturas
- Figura 8: Diagrama de cajas a 100m
- Figura 9: Diagrama de cajas a 150m
- Figura 10: Probabilidad de excedencia
- Figura 11: Vientos extremos

Índice de tablas del Anexo II

- Tabla 1: Valores rosa de viento de frecuencia
- Tabla 2: Valores rosa de viento de velocidad
- Tabla 3: Valores rosa de viento de energía

1. Introducción

El fin de este anexo es mostrar todo lo necesario para caracterizar el recurso eólico, a excepción de lo que se haya explicado en el Capítulo 5 de la memoria. El estudio se ha realizado para dos alturas de buje diferentes 100 y 150m, siendo esta última la escogida para el diseño.

2. Recurso eólico

2.1. Rosas de viento

Junto con las rosas anuales de frecuencia, viento y energía [24], se han obtenido las tablas con sus valores correspondientes a cada una de ellas.

SECTOR	DIRECCIÓN	FRECUENCIA (%)
1	N	6,024
2	NNE	3,534
3	NE	3,217
4	ENE	3,160
5	E	3,164
6	ESE	2,073
7	SE	1,502
8	SSE	1,867
9	S	4,740
10	SSO	4,680
11	SO	13,796
12	OSO	7,796
13	O	7,505
14	ONO	7,190
15	NO	8,974
16	NNO	10,901

Tabla 1: Valores rosa de viento de frecuencia

SECTOR	DIRECCIÓN	VELOCIDAD (m/s)
1	N	7,561
2	NNE	5,893
3	NE	5,486
4	ENE	5,310
5	E	5,724
6	ESE	5,752
7	SE	4,787
8	SSE	5,738
9	S	6,778
10	SSO	7,146
11	SO	6,545
12	OSO	7,410
13	O	7,979
14	ONO	8,011
15	NO	7,597
16	NNO	9,195
	VEL MEDIA	7,188

Tabla 2: Valores rosa de viento de velocidad

SECTOR	DIRECCIÓN	PROPORCIÓN DE ENERGÍA (%)
1	N	6,22
2	NNE	1,77
3	NE	1,36
4	ENE	1,30
5	E	1,79
6	ESE	1,45
7	SE	0,66
8	SSE	1,11
9	S	3,47
10	SSO	11,86
11	SO	11,26
12	OSO	9,45
13	O	10,03
14	ONO	9,41
15	NO	9,60
16	NNO	19,27

Tabla 3: Valores rosa de viento de energía

Por otro lado, en la Figura 1 se muestran las rosas de viento direccional de cada mes del año. En la mayoría de los meses, la dirección predominante del viento coincide, lo que supone una gran estabilidad direccional. Con esto se puede afirmar que no existen periodos en los que el viento se comporte de forma anómala y pudiera afectar al rendimiento de la producción energética del parque.

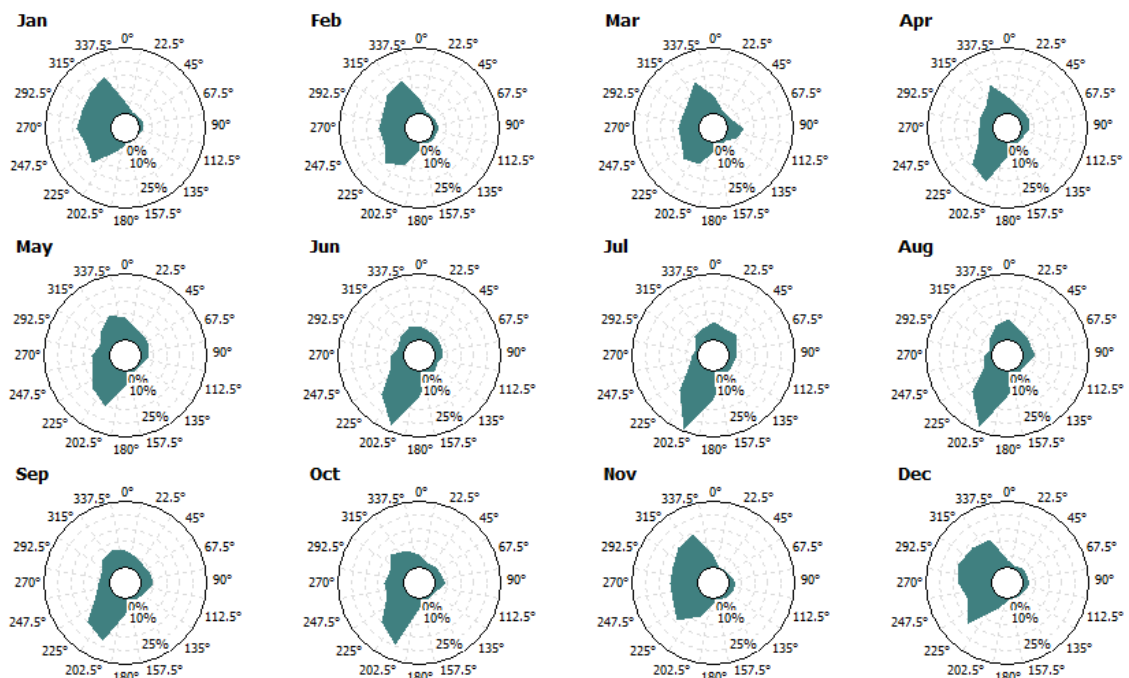


Figura 1: Rosas de viento de frecuencia mensuales

2.2. Perfil diurno medio

El perfil diurno medio es la representación de cómo varía la velocidad del viento a lo largo de las 24 horas del día. Comparándolo con el mensual, mostrado en el capítulo 5 de la memoria, el perfil diurno es más plano, cayendo en el mediodía, para posteriormente aumentar hasta alcanzar su máximo al final del día.

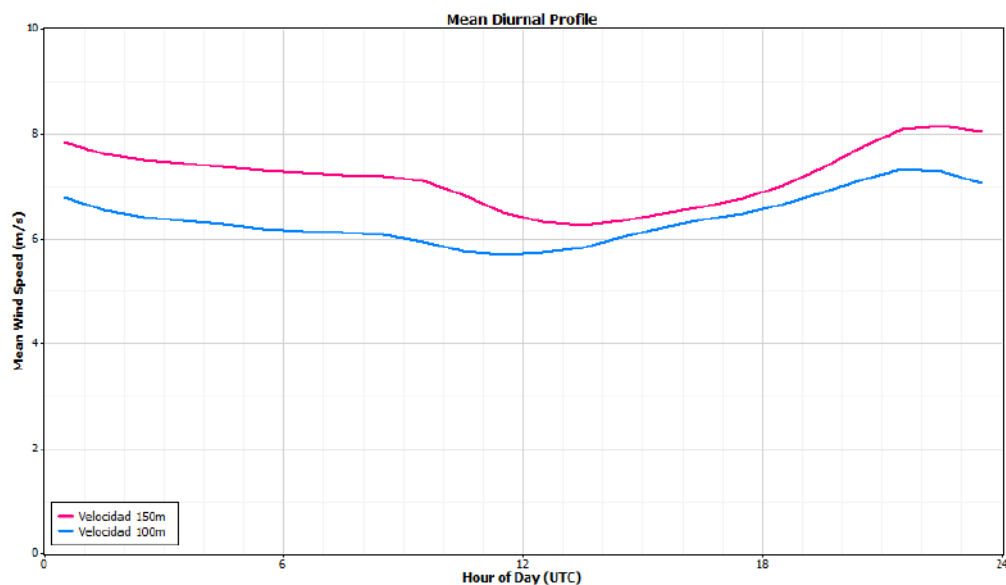


Figura 2: Perfil diurno medio

2.3. Series temporales

La variabilidad del recurso eólico también se puede caracterizar a través de sus series temporales. Para ello, se han escogido tres escalas diferentes, en las que observa cómo el viento varía a largo de un mes, un año, y 10 años.

En todas las escalas, las gráficas a 100 y 150 metros son iguales, lo que indica que el análisis es coherente. Además, a 150 metros la velocidad es más elevada como era de esperar, alcanzando valores próximos a los 25m/s. A su vez, es en los meses de invierno en los que el viento sopla con mayor intensidad, como se ha mencionado anteriormente.

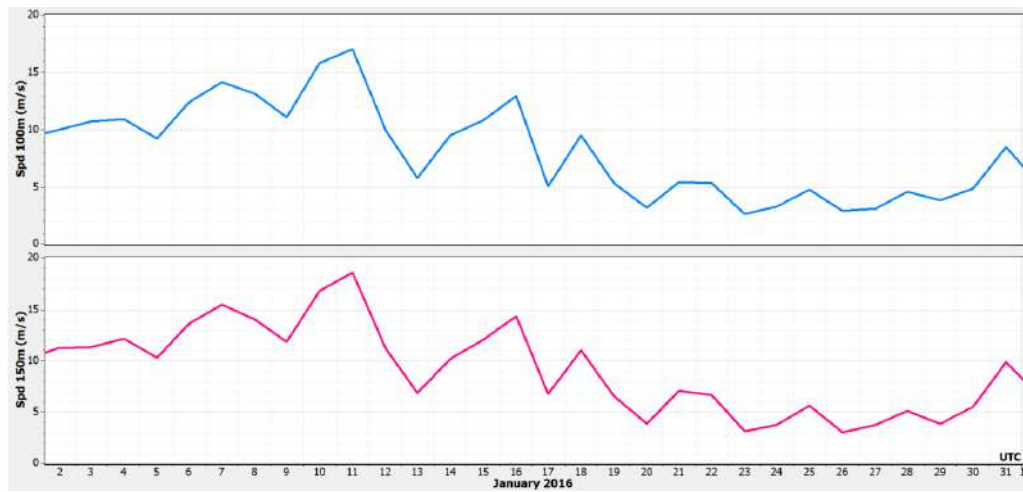


Figura 3: Serie temporal de 1 mes

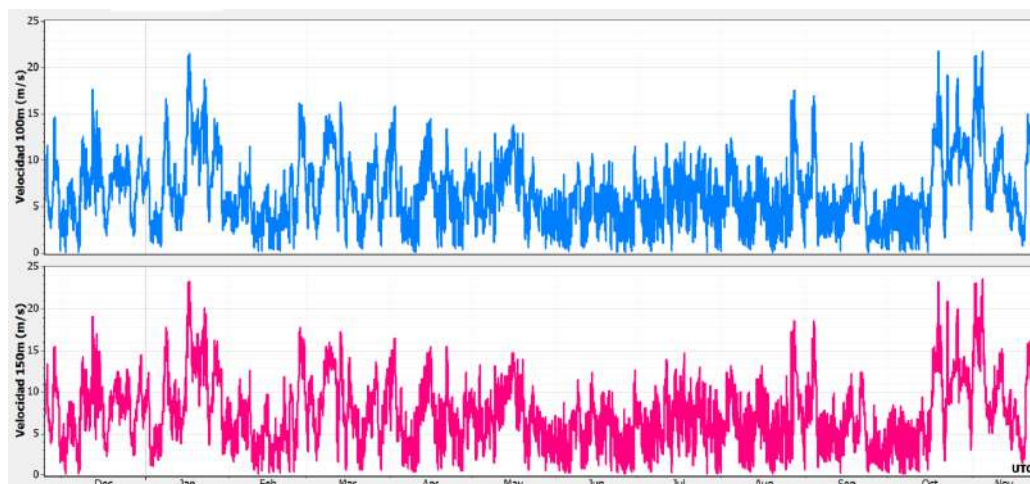


Figura 4: Serie temporal de 1 años

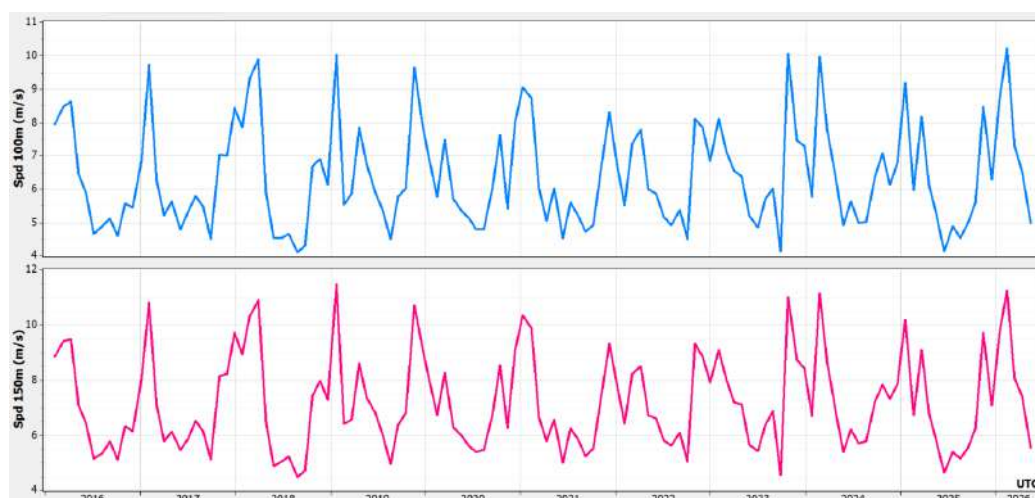


Figura 5: Serie temporal de 10 años

2.4. Análisis estadístico

Mediante el análisis estadístico se terminará de profundizar en la caracterización del recurso eólico. Las siguientes herramientas permiten analizar el comportamiento del viento a valores extremos, la distribución de la velocidad del recurso, y su variabilidad entre otros.

2.4.1. Función de distribución acumulada

La función de distribución acumulada (CFD) representa la probabilidad que tiene la velocidad a la que sopla el viento, de estar por debajo de ese valor. Como se observa en la Figura 6, la curva de 150m está por debajo de la de 100, lo que implica que existe una probabilidad mayor de registrar velocidad más elevadas a esa altura.

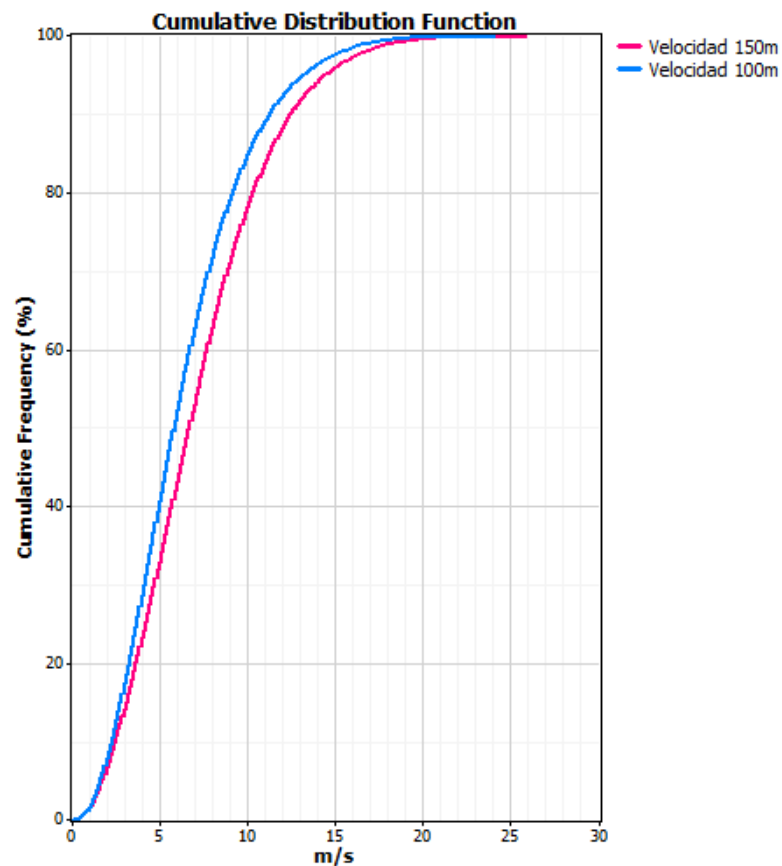


Figura 6: Función de distribución acumulada

2.4.2. Correlación de las alturas

La correlación entre alturas es un modelo de regresión lineal que representa la dependencia entre ellas. En este caso, el coeficiente de correlación presenta un valor de $R^2 = 0.963$, lo que supone una relación prácticamente lineal, como se muestra en la Figura 7. Es una herramienta muy útil para recuperar datos, corregir los erróneos u obtenerlos cuando no se disponga de ellos.

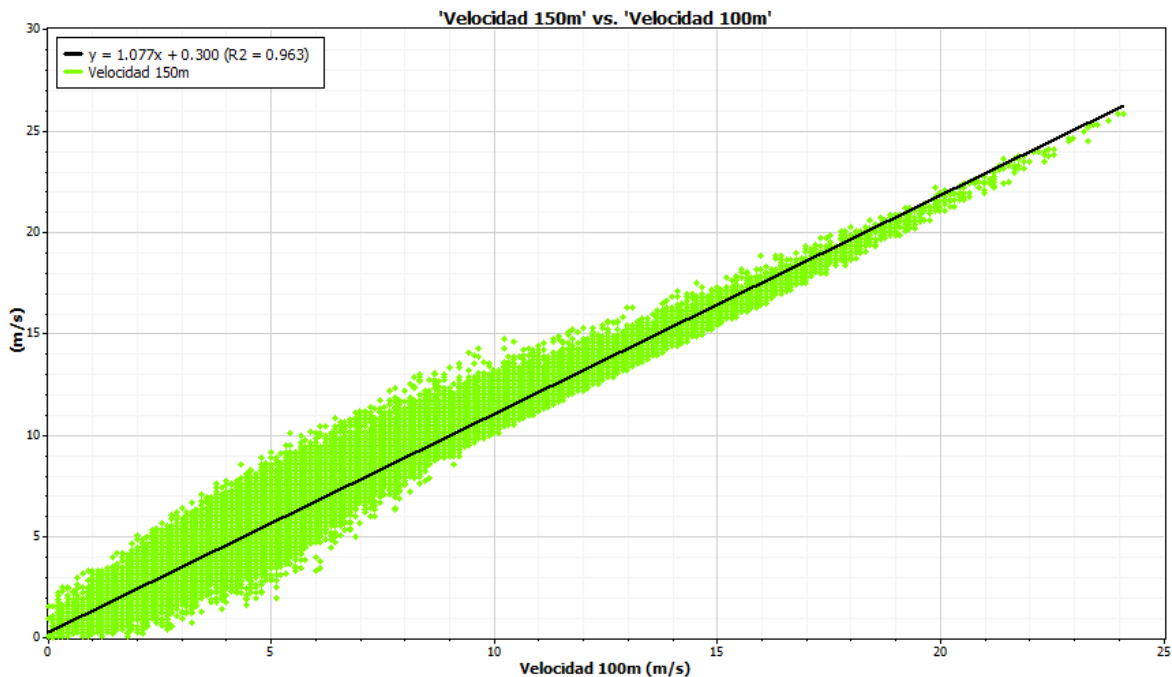


Figura 7: Correlación de alturas

2.4.3. Box plots

Los diagramas de cajas muestran la velocidad del recurso durante los meses del año, representando su mediana, el valor máximo y mínimo, y los cuartiles P75 y P25. En ambos casos la dispersión del viento es más notable en los meses de invierno, juntos con los numerosos valores atípicos, dada la variabilidad del recurso en esta época del año.

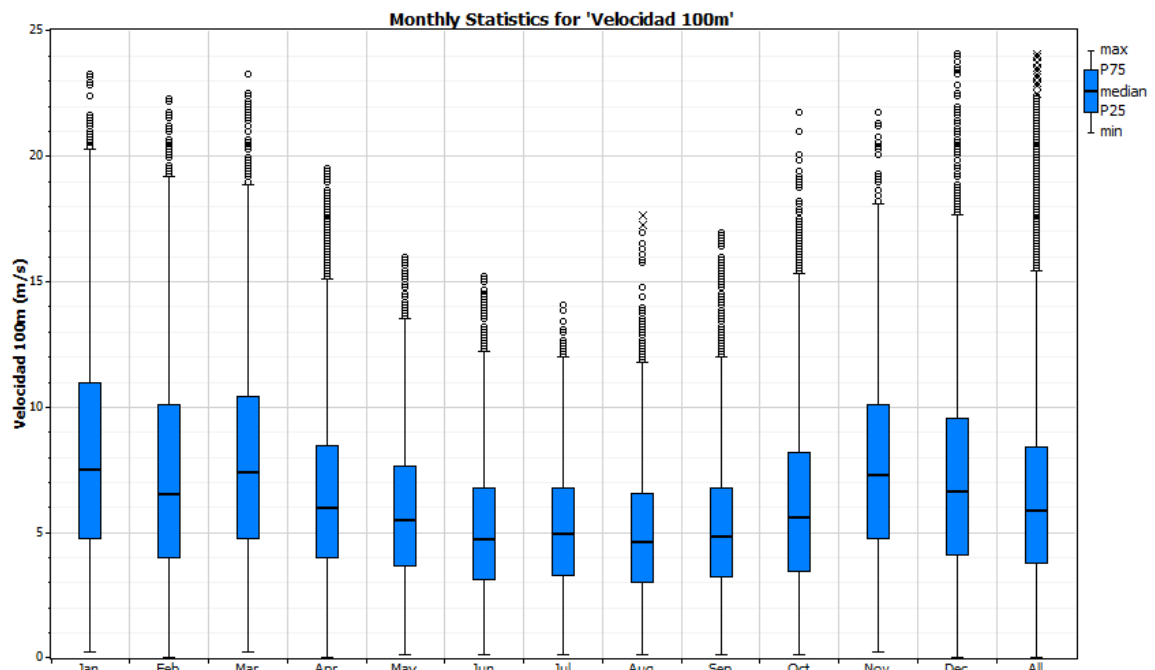


Figura 8: Diagrama de cajas a 100m

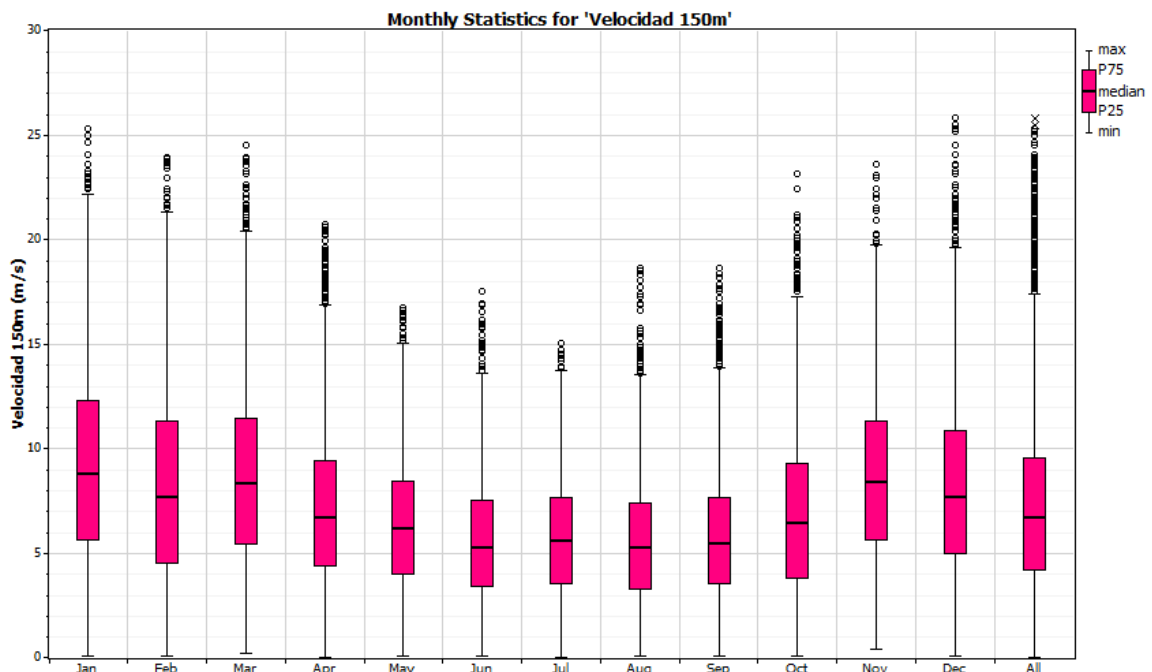


Figura 9: Diagrama de cajas a 150m

2.4.4. Probabilidad de excedencia

Esta curva representa, para cada valor de velocidad media anual, la probabilidad de que dicho valor sea superado. La Figura 10 muestra que la probabilidad de que la velocidad media sea mayor a 7m/s es aproximadamente el 70%. Esto implica que la incertidumbre del recurso disminuye considerablemente.

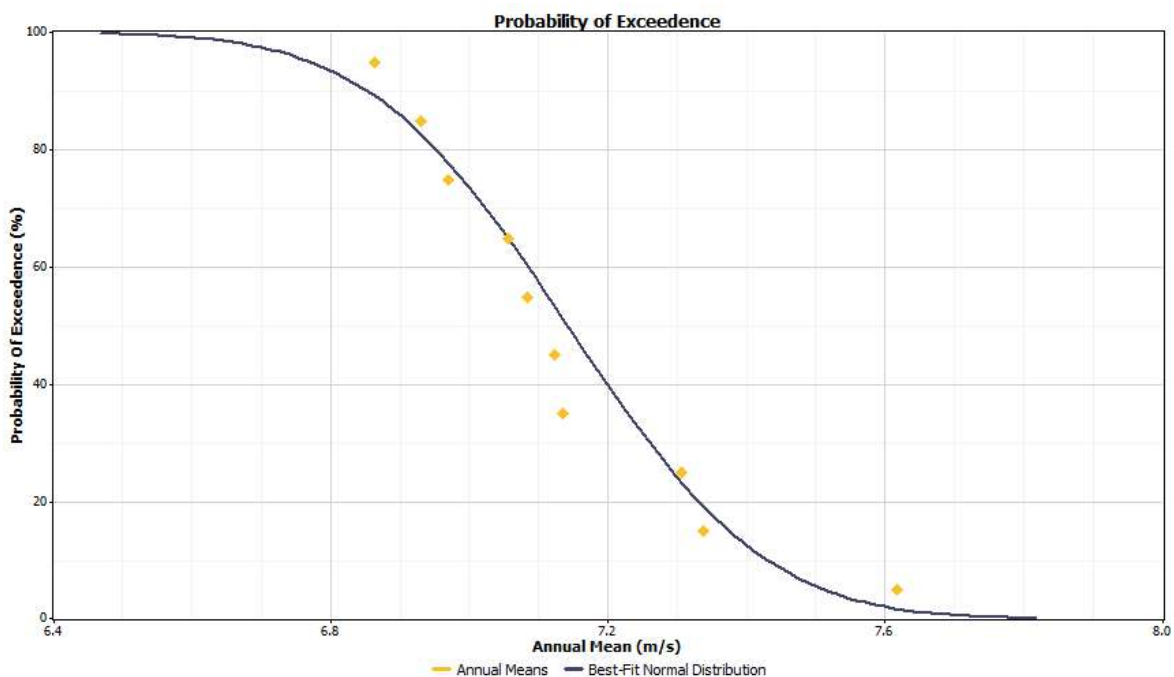


Figura 10: Probabilidad de excedencia

2.4.5. Vientos extremos

La gráfica de vientos extremos determina la velocidad máxima esperable que puede alcanzar el viento para un periodo de retorno [23] dado. Los aerogeneradores que se emplearán en el parque deben ser compatibles con estos valores de velocidad, al ser consideradas como casos muy elevados a los que rara vez se llegará. Para un periodo de 100 años, la velocidad nunca supera los 30 m/s, lo que indica que el régimen de

vientos extremos es moderado al ser la velocidad máxima en condiciones normales algo inferior a 25 m/s (ver figura serie temporal 1 año)

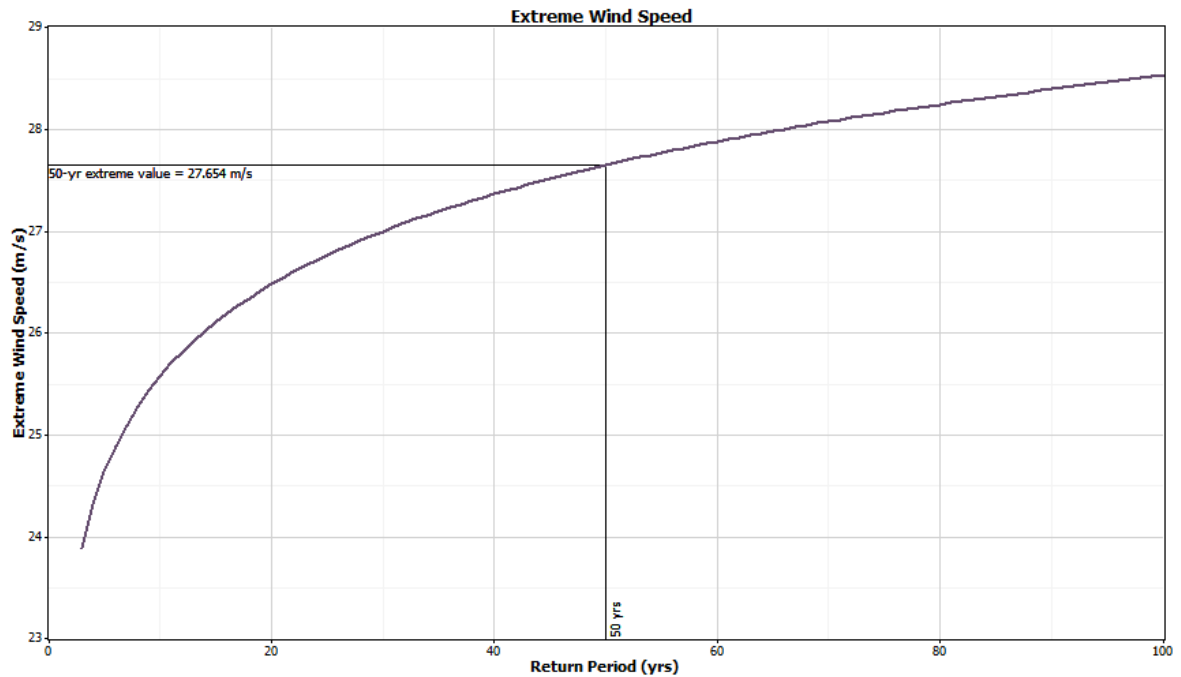


Figura 11: Vientos extremos

ANEXO III: ESTUDIO TOPOGRÁFICO Y ANÁLISIS ENERGÉTICO

Índice del ANEXO III

1. Estudio topográfico

- 1.1. Digitalización del terreno y rugosidad*
- 1.2. Densidad del aire*
- 1.3. Caracterización del recurso eólico*
- 1.4. Coordenadas UTM de los aerogeneradores*

2. Análisis energético de los aerogeneradores

- 2.1. Vestas V172*
- 2.2. Nordex N163*
- 2.3. Siemens SG160*
- 2.4. Selección del aerogenerador*
- 2.5. Simulaciones del viento*

Índice de figuras del Anexo III

Figura 1: Curvas de nivel de la zona

Figura 2: Foto del emplazamiento delimitado

Figura 3: Rugosidad del emplazamiento

Figura 4: Mapa de rugosidad y curvas de nivel de la zona

Figura 5: Cálculo de la densidad del aire

Figura 6: Características de WasP del recurso eólico

Figura 7: Velocidad media obtenida a partir de la malla

Figura 8: Densidad de potencia obtenida a partir de la malla

Índice de tablas del Anexo III

Tabla 1: Altitud de los aerogeneradores

Tabla 2: Coordenadas de los aerogeneradores

Tabla 3: Factor de capacidad de los aerogeneradores

1. Estudio topográfico

Para la realización del estudio topográfico explicado en el Capítulo 5 se han llevado a cabo una serie de modificaciones sobre el mapa de las curvas de nivel de la Figura 1, que se detallan a continuación.

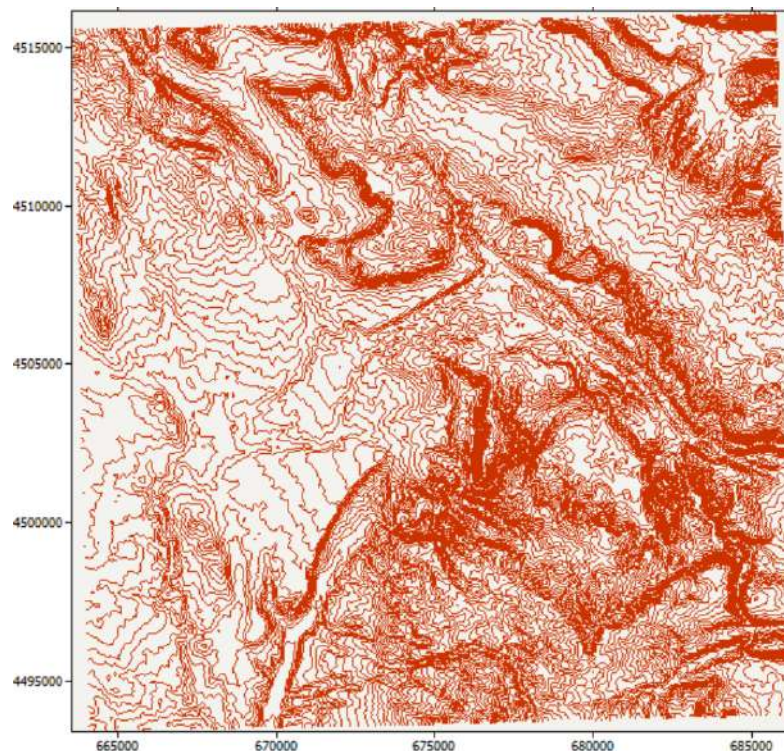


Figura 1: Curvas de nivel de la zona

1.1. Digitalización del terreno y rugosidad

El primer paso para la obtención del mapa topográfico completo de la Ilustración 20 de la memoria es la selección de la referencia del emplazamiento a través de Google Earth Pro [13]. Una vez tomada la foto de la zona, se han de escoger 4 posiciones para delimitarla marcadas con las chinchetas, como se observa en la Figura 2.



Figura 2: Foto del emplazamiento delimitado

A continuación, se introduce la imagen en WasP Map Editor [12] para dibujar las zonas de rugosidad. Para asignar los valores de rugosidad, se han considerado tres tipos de superficie diferentes, 0,8m para núcleos urbanos, 0,5 para masas forestales y 0,03m para monte bajo, obteniéndose lo siguiente.

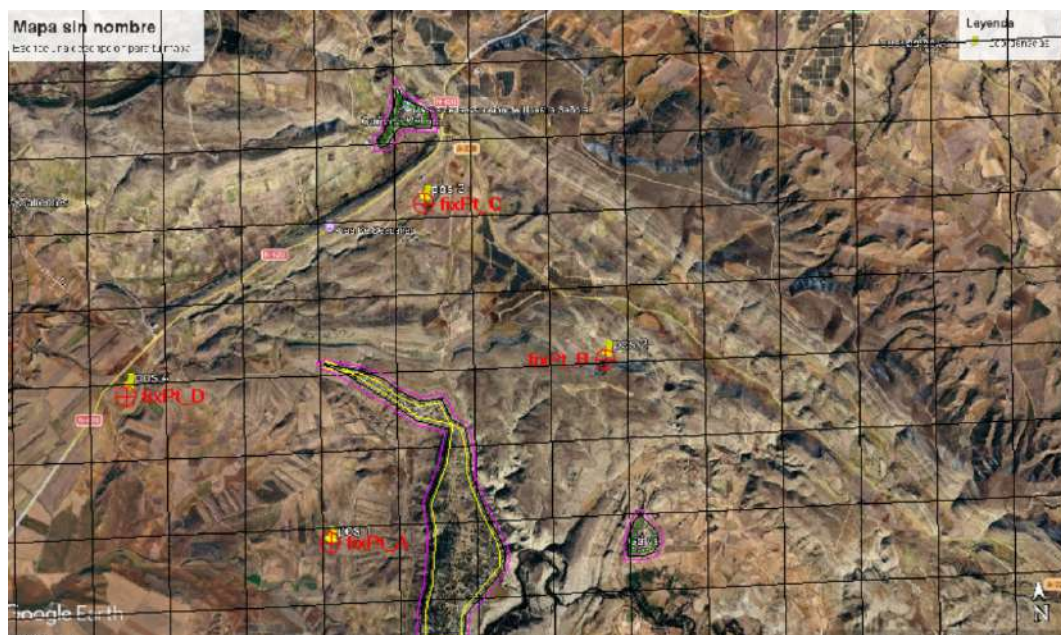


Figura 3: Rugosidad del emplazamiento

Al unir la rugosidad con el mapa de las curvas de nivel se obtiene el mapa topográfico necesario para el estudio, cuya digitalización concreta del emplazamiento se observa en la Ilustración 19 de la memoria. A continuación, se muestra el de la zona.

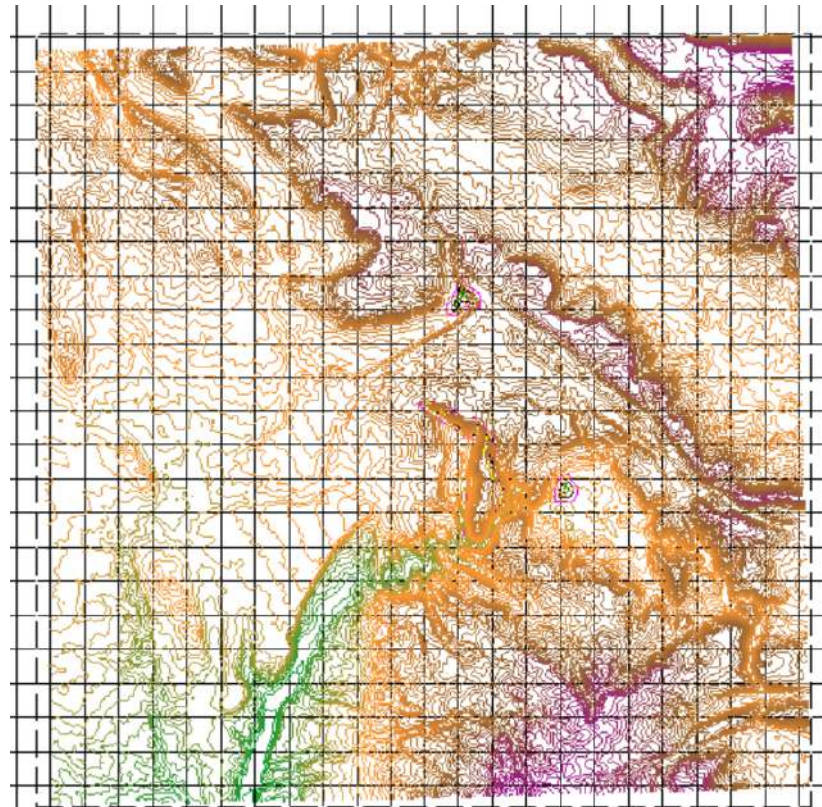


Figura 4: Mapa de rugosidad y curvas de nivel de la zona

1.2. Densidad del aire

Además de la topografía, la densidad del aire es un parámetro fundamental para el cálculo de la producción energética. Su valor se puede obtener de diferentes maneras, en función de los datos de los que se disponga.

En este caso se ha obtenido con la herramienta Air density calculator, que requiere la temperatura media del viento y la altitud de los aerogeneradores. A partir de los datos proporcionados por Vortex [10], la temperatura media del viento a 150m que se ha introducido es de 9,485°, y, para conocer la altitud con respecto al suelo a la

que se encuentra el buje, es necesario obtener la altura a la que están los aerogeneradores.

A través de Google Earth Pro [13] se obtienen los valores de la Tabla 1, a partir de ellos se calcula la media y se le suma la altura de buje, 150m. Este será el valor a introducir en la herramienta.

	altitud (m)
a1	1312
a2	1324
a3	1321
a4	1324
a5	1354
a6	1365
Media	1333,333

Tabla 1: Altitud de los aerogeneradores

De esta forma, se obtiene una altitud de 1.333,33m, por lo que, la altitud del buje es de 1.483,33 m. Así, se obtiene un valor de densidad del aire de 1,047kg/m³.

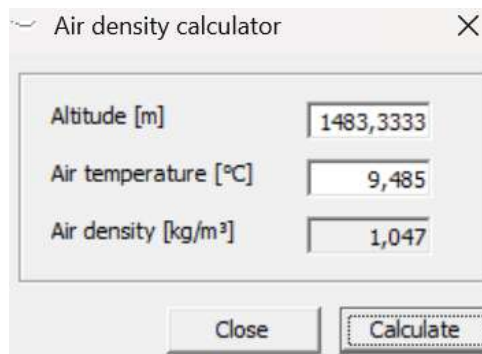


Figura 5: Cálculo de la densidad del aire

1.3. Caracterización del recurso eólico

La caracterización del recurso, mediante una de las herramientas del programa llamada Wasp Climate Analyst [12], es un paso fundamental para poder realizar las simulaciones de los aerogeneradores. De los datos obtenidos gracias a Vortex [10], se han empleado las series de velocidad y dirección a 150 m, y se han introducido en la herramienta para obtener la caracterización mostrada en la Figura 6.

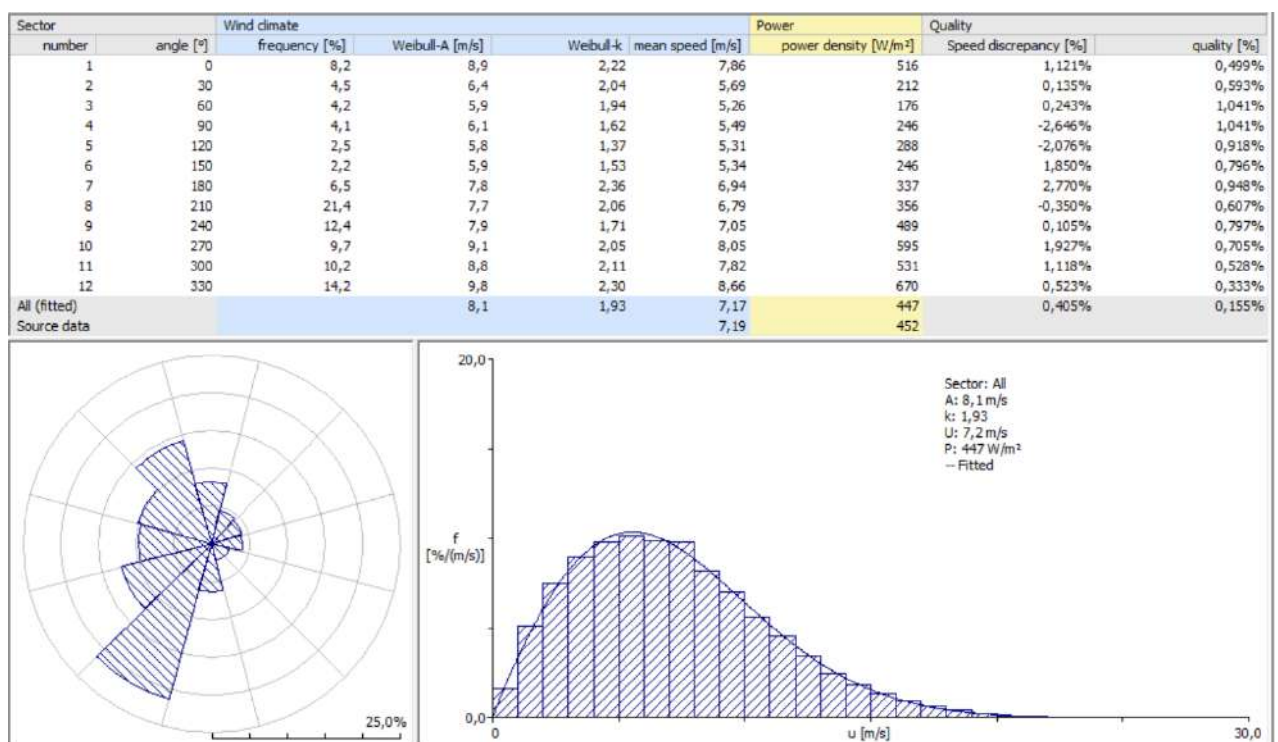


Figura 6: Caracterización de WasP del recurso eólico

Estos datos se convierten en un fichero con formato .tab para poder emplearlo posteriormente.

1.4. Coordenadas UTM de los aerogeneradores

Las simulaciones de los aerogeneradores no se pueden realizar si no se conoce dónde están situados. A través de Google Earth Pro [13] se obtienen las coordenadas UTM de los aerogeneradores.

	UTM X (m)	UTM Y (m)
a1	675214.37	4504249.34
a2	674982.89	4504711.39
a3	674721.38	4505138.30
a4	675954.76	4506622.67
a5	676156.40	4506126.81
a6	676274.24	4505626.08

Tabla 2: Coordenadas de los aerogeneradores

2. Análisis energético de los aerogeneradores

Combinando todo lo mencionado anteriormente, se han realizado tres simulaciones diferentes, una para cada tipo de aerogenerador, en las que se han obtenido su curva de potencia, y la energía bruta y neta que se vierte, como se muestra en el apartado 5.2.2 de la memoria. A partir de ellas, se calcula la producción neta y la potencia del parque para obtener las horas equivalentes. Con este valor se puede calcular el factor de capacidad, parámetro empleado para elegir el mejor aerogenerador.

2.1. Vestas V172

De la Tabla 1 del Capítulo 5 se tiene una energía neta de 127.358 MWh, y aplicándole el factor de pérdidas correspondiente a los agentes externos, se calcula la producción neta:

$$\begin{aligned} \text{Producción neta} &= \text{Energía neta} * \text{factor de pérdidas} \\ &= 127.358 * 0,913 = 116.236,21 \text{ MWh} \end{aligned}$$

El parque eólico está compuesto por 6 aerogeneradores, y al ser del tipo Vestas V172 [15], cada turbina tiene una potencia de 7,2 MW. Así, la potencia del parque se obtiene como:

$$\text{Potencia parque} = 6 * 7,2 = 43,2 \text{ MW}$$

Con estos dos valores se pueden calcular las horas equivalentes como Producción neta / Potencia del parque, obteniéndose el siguiente valor:

$$\begin{aligned} \text{Horas equivalentes} &= \text{Producción neta} / \text{Potencia del parque} \\ &= 116.236,21 / 43,2 = 2.690,65 \text{ horas} \end{aligned}$$

Por último, el factor de capacidad se obtiene como horas equivalentes / horas al año, así:

$$\begin{aligned} \text{Factor de capacidad (\%)} &= \text{horas equivalentes} / \text{horas al año} \\ &= 2.690,65 / (365 * 24) = 30,715 \% \end{aligned}$$

2.2. Nordex N163

De la Tabla 4 del Capítulo 5 se tiene una energía neta de 111.493 MWh, y aplicándole el factor de pérdidas correspondiente a los agentes externos, se calcula la producción neta:

$$\begin{aligned} \text{Producción neta} &= \text{Energía neta} * \text{factor de pérdidas} \\ &= 111.493 * 0,913 = 101.756,65 \text{ MWh} \end{aligned}$$

El parque eólico está compuesto por 6 aerogeneradores, y al ser del tipo Nordex N163 [16], cada turbina tiene una potencia de 7 MW. Así, la potencia del parque se obtiene como:

$$\text{Potencia parque} = 6 * 7 = 42 \text{ MW}$$

Con estos dos valores se pueden calcular las horas equivalentes como Producción neta / Potencia del parque, obteniéndose el siguiente valor:

$$\begin{aligned} \text{Horas equivalentes} &= \text{producción neta} / \text{potencia del parque} \\ &= 101.756,65 / 42 = 2.422,78 \text{ horas} \end{aligned}$$

Por último, el factor de capacidad se obtiene como horas equivalentes / horas al año, así:

$$\begin{aligned}\text{Factor de capacidad (\%)} &= \text{horas equivalentes} / \text{horas al año} \\ &= 2.422,78 / (365 * 24) = 27,66 \%\end{aligned}$$

2.3. Siemens SG170

De la Tabla 6 del Capítulo 5 se tiene una energía neta de 123.137MWh, y aplicándole el factor de pérdidas correspondiente a los agentes externos, se calcula la producción neta:

$$\begin{aligned}\text{Producción neta} &= \text{Energía neta} * \text{factor de pérdidas} \\ &= 123.137 * 0,913 = 112.383,815 \text{ MWh}\end{aligned}$$

El parque eólico está compuesto por 6 aerogeneradores, y al ser del tipo Siemens SG170 [14], cada turbina tiene una potencia de 6,6 MW. Así, la potencia del parque se obtiene como:

$$\text{Potencia parque} = 6 * 6,6 = 39,6 \text{ MW}$$

Con estos dos valores se pueden calcular las horas equivalentes como Producción neta / Potencia del parque, obteniéndose el siguiente valor:

$$\begin{aligned}\text{Horas equivalentes} &= \text{producción neta} / \text{potencia del parque} \\ &= 112.383,815 / 39,6 = 2.838 \text{ horas}\end{aligned}$$

Por último, el factor de capacidad se obtiene como horas equivalentes / horas al año, así:

$$\begin{aligned}\text{Factor de capacidad (\%)} &= \text{horas equivalentes} / \text{horas al año} \\ &= 2.838 / (365 * 24) = 32,4 \%\end{aligned}$$

2.3. Selección del aerogenerador

Como se observa en la Tabla 3, el factor de capacidad más elevado corresponde al aerogenerador de Siemens Gamesa SG170 [14], por lo que este será el empleado en el diseño del parque.

Aerogenerador	Factor de capacidad (%)
Vestas V172	30,72
Nordex N163	27,66
Siemens SG170	32,40

Tabla 3: Factor de capacidad de los aerogeneradores

2.4. Simulaciones de viento

Por último, para el aerogenerador escogido, se han realizado una serie de cálculos a través de la creación de una malla. A continuación, se muestran los resultados obtenidos para el sector predominante tanto en velocidad como energía, al ser esta la dirección en la que se colocarán los aerogeneradores.

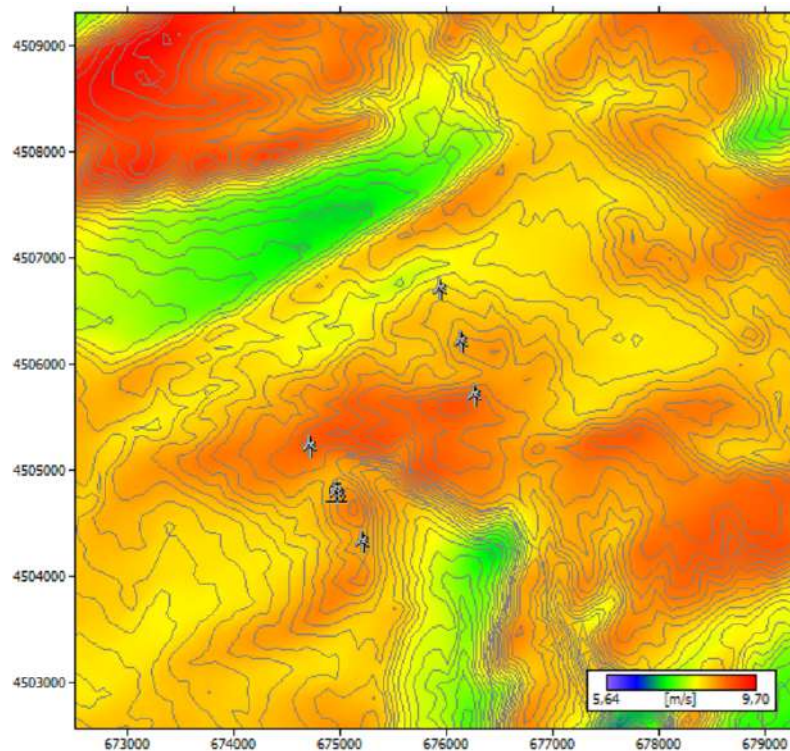


Figura 7: Velocidad media obtenida a partir de la malla

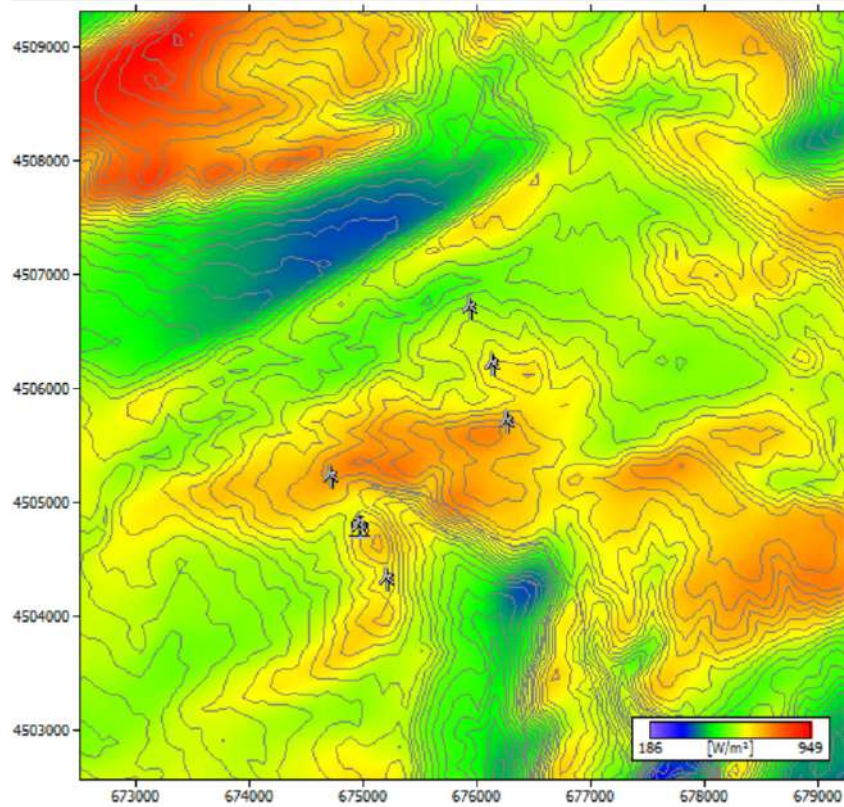


Figura 8: Densidad de potencia obtenida a partir de la malla

Una vez se han realizado los cálculos, se obtiene una velocidad media de 8,27 m/s y una densidad de potencia con un valor medio de 594 W/m².

ANEXO IV: CÁLCULOS ELÉCTRICOS

Índice del ANEXO IV

- 1. Objeto*
- 2. Sección de los cables*
 - 2.1. Intensidad máxima admisible*
 - 2.1.1. Factores de corrección*
 - 2.1.2. Cálculo de la intensidad en régimen permanente*
 - 2.2. Intensidad de cortocircuito*
 - 2.3. Caída de tensión*
- 3. Elección final*

Índice de tablas del Anexo IV

- Tabla 1: Temperaturas máximas de servicio permanente
- Tabla 2: Factor de corrección por resistividad del terreno
- Tabla 3: Factor de corrección por distancia entre ternas
- Tabla 4: Factor de corrección de la profundidad del terreno
- Tabla 5: Resumen de factores de corrección
- Tabla 6: Intensidades máximas admisibles en régimen permanente
- Tabla 7: Caída de tensión en los tramos individuales
- Tabla 8: Caída de tensión en los tramos de salida
- Tabla 9: Caída de tensión de la instalación
- Tabla 10: Secciones para cada tramo

1. Objeto

El presente anexo detalla los cálculos [18] necesarios para la selección de los cables de las instalaciones eléctricas del parque eólico situado en Galve.

2. Sección de los cables

La elección de los cables de media tensión se realiza mediante el cálculo de la máxima intensidad que puede soportar el cable en régimen permanente y su caída de tensión, ya que, si se supera el 5%, se tendrá que elegir una sección mayor. Por otro lado, se comprobará si se supera la intensidad de cortocircuito.

2.1. Intensidad máxima admisible

La obtención de la máxima intensidad admisible se realiza en los tramos más desfavorables, es decir, para el tramo en el que se tienen en cuenta los tres aerogeneradores al final de cada circuito.

Previo al cálculo de la intensidad, se presentan a continuación las correcciones que se han considerado, al tener unos valores de referencia de 25°C para el terreno a una profundidad de 1m, con una resistividad térmica de 1,5 K·m/W y una temperatura del aire de 40°C.

2.1.1. Factores de corrección

Corrección por temperatura

Las temperaturas registradas en el municipio de Galve, en Teruel, son inferiores a los 25°C de referencia. Al no disponerse de un estudio geotécnico específico con el que se pueda obtener la temperatura del terreno a una profundidad de 1m, se considera un valor algo inferior, 20°C.

El aislamiento seleccionado para los cables es de tipo XLPE, con una tensión de 18/30kV simple y compuesta respectivamente, y la temperatura máxima del conductor en régimen permanente es de 90°C.

Tipo de aislamiento seco	Condiciones	
	Servicio Permanente es	Cortocircuito 8cc (t ≤ 5 s)
Policloruro de vinilo (PVC)* S ≤ 300 mm² S > 300 mm²	70 70	160 140
Poliétileno reticulado(XLPE)	90	250
Etileno – Propileno (EPR)	90	250
Etileno - Propileno de alto módulo (HEPR)	105 para Uo/U ≤ 18/30 kV 90 para Uo/U > 18/30 kV	250

* Solo para instalaciones de tensión asignada hasta 6 kV.

Tabla 1: Temperaturas máximas de servicio permanente

De esta forma, se aplica un factor de corrección de 1,04.

$$F = \sqrt{\frac{\theta_s - \theta_t}{\theta_s - 25}} = \sqrt{\frac{90 - 20}{90 - 25}} = 1,038 \approx 1,04$$

Corrección por resistividad térmica

Al igual que en el caso anterior, al no disponer de un estudio geotérmico, se adopta el valor de referencia de 1,5 K·m/W, valor habitual en el dimensionado de cables directamente enterrados y representativo de un terreno de características medias.

Tipo de instalación	Sección del conductor mm²	Resistividad térmica del terreno, K·m/W						
		0,8	0,9	1,0	1,5	2,0	2,5	3
Cables directamente enterrados	25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	50	1,26	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,74
	70	1,27	1,22	1,17	1,00	0,89	0,81	0,74
	95	1,28	1,22	1,18	1,00	0,89	0,80	0,74
	120	1,28	1,22	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	185	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,73
	300	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,80	0,73
Cables en interior de tubos enterrados	400	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,79	0,73
	25	1,12	1,10	1,08	1,00	0,93	0,88	0,83
	35	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,88	0,83
	50	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,83
	70	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	95	1,14	1,12	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	120	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	150	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	185	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	240	1,15	1,12	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
	300	1,15	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
	400	1,16	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81

Tabla 2: Factor de corrección por resistividad del terreno

Como se muestra en la Tabla 2, para el valor escogido, el factor de corrección es igual a 1.

Corrección por distancia de ternas

En el capítulo 8 de instalaciones eléctricas, se explica la distribución de las zanjas del parque. Como cada tramo está formado por una única zanja independiente, no puede existir la agrupación de ternas. Es por esto por lo que no es necesario aplicar factor de corrección.

Tipo de instalación	Separación de los ternos	Factor de corrección								
		Número de ternos de la zanja								
		2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cables directamente enterrados	En contacto (d=0 cm)	0,76	0,65	0,58	0,53	0,50	0,47	0,45	0,43	0,42
	d = 0,2 m	0,82	0,73	0,68	0,64	0,61	0,59	0,57	0,56	0,55
	d = 0,4 m	0,86	0,78	0,75	0,72	0,70	0,68	0,67	0,66	0,65
	d = 0,6 m	0,88	0,82	0,79	0,77	0,76	0,74	0,74	0,73	-
	d = 0,8 m	0,90	0,85	0,83	0,81	0,80	0,79	-	-	-
Cables bajo tubo	En contacto (d=0 cm)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,49
	d = 0,2 m	0,83	0,75	0,70	0,67	0,64	0,62	0,60	0,59	0,58
	d = 0,4 m	0,87	0,80	0,77	0,74	0,72	0,71	0,70	0,69	0,68
	d = 0,6 m	0,89	0,83	0,81	0,79	0,78	0,77	0,76	0,75	-
	d = 0,8 m	0,90	0,86	0,84	0,82	0,81	-	-	-	-

Tabla 3: Factor de corrección por distancia entre ternas

Corrección por profundidad del terreno

Por último, como la profundidad del terreno coincide con la magnitud de referencia, no es necesario aplicar ningún factor de corrección al ser igual a 1, como se muestra en la Tabla 4.

Profundidad (m)	Cables enterrados de sección		Cables bajo tubo de sección	
	≤185 mm²	>185 mm²	≤185 mm²	>185 mm²
0,50	1,06	1,09	1,06	1,08
0,60	1,04	1,07	1,04	1,06
0,80	1,02	1,03	1,02	1,03
1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1,25	0,98	0,98	0,98	0,98
1,50	0,97	0,96	0,97	0,96
1,75	0,96	0,94	0,96	0,95
2,00	0,95	0,93	0,95	0,94
2,50	0,93	0,91	0,93	0,92
3,00	0,92	0,89	0,92	0,91

Tabla 4: Factor de corrección de la profundidad del terreno

Resumen final de factores de corrección

Tras la obtención de los factores de corrección, resumidos en la Tabla 5, la intensidad máxima admisible se obtendrá aplicándole un factor de corrección de 1,04

CRITERIO DE CORRECCIÓN	VALOR ADOPTADO	FACTOR DE CORRECCIÓN
Temperatura del terreno	20°C	1,04
Resistividad térmica	1,5 K·m/W	1
Profundidad	1m	1
Agrupamiento en ternas	sin agrupamiento	1

Tabla 5: Resumen de factores de corrección

2.1.2. Cálculo de intensidad máxima admisible

El emplazamiento se compone de 6 tramos, en los que situará un cable en cada uno de ellos, de los cuales 4 son individuales y los dos restantes son tramos de salida a la subestación del parque. La potencia transportada en los individuales es de 6,6MW (potencia del aerogenerador), mientras que en los de salida, la potencia total es la suma de las tres turbinas que confluyen la línea final, por lo tanto, se tendrá un valor de 19,8 MW. Es por esto por lo que se emplearán secciones diferentes en casa tipo de tramo.

La intensidad máxima en régimen permanente se obtiene como $I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos\theta}$, siendo V la tensión compuesta del sistema, es decir, 30kV, y $\cos\theta = 0,9$.

- TRAMOS INDIVIDUALES (6,6 MW):

$$I = \frac{6.600}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 0,9} = 141,13A$$

Aplicando el factor de corrección:

$$I_{m\acute{a}x} = \frac{141,13}{1.04} = 135,70A$$

- TRAMOS DE SALIDA (19,8 MW):

$$I = \frac{19.800}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 0,9} = 423,39A$$

Aplicando el factor de corrección:

$$I_{m\acute{a}x} = \frac{423,39}{1.04} = 407,11A$$

Para los tramos individuales se escoge en primera instancia el conductor XLPE de aluminio, por ser más barato que el cobre, de sección 70 mm², mientras que para los tramos finales se empleará una sección de 400 mm², como se muestra en la siguiente tabla.

Sección (mm ²)	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	115	90	120	90	125	95
35	135	105	145	110	150	115
50	160	125	170	130	180	135
70	200	155	205	160	220	170
95	235	185	245	190	260	200
120	270	210	280	215	295	230
150	305	235	315	245	330	255
185	345	270	355	280	375	290
240	400	310	415	320	440	345
300	450	355	460	365	500	390
400	510	405	520	415	565	450

Tabla 6: Intensidades máximas admisibles en régimen permanente

2.2. Intensidad de cortocircuito

El cable debe soportar la corriente de cortocircuito durante el tiempo que tarda en actuar la protección, sin superar la temperatura máxima admisible del aislamiento.

El criterio que debe cumplirse es: $I_{cc} \cdot \sqrt{t} = K \cdot S$, donde I_{cc} es la corriente de cortocircuito (A), t es el tiempo de actuación de la protección (s), K es una constante que depende del material conductor y del aislamiento, y S es la sección (mm²).

El valor de K procede de las tablas normalizadas de IEC 60287 / ITC-LAT-06 para el cálculo térmico de cortocircuito de cables aislados, siendo K = 93 para aluminio con aislamiento XLPE o EPR.

Para la intensidad de cortocircuito, al no disponerse de un estudio de la red, se adopta como hipótesis de cálculo de una intensidad de cortocircuito $I_{cc} = 20 \text{ kA}$, de acuerdo con las características de las celdas de MT, mencionadas en el capítulo 8 de la memoria, y un tiempo de actuación $t = 0,15 \text{ s}$ (correspondiente a la protección instantánea de sobrecorriente). De esta forma se obtiene una sección mínima del cable de:

$$S_{\text{mín}} = \frac{I_{cc} \cdot \sqrt{t}}{K} = \frac{20.000 \cdot \sqrt{0,15}}{93} = 83,3 \text{ mm}^2$$

Esto implica que para los cables de los tramos individuales haya que emplear una sección mayor a la escogida previamente, de 95 mm^2 .

2.3. Caída de tensión

La caída de tensión en cada tramo se calcula mediante: $\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi}{\gamma \cdot S}$, donde L es la longitud del tramo (m), γ es la conductividad del material ($27,3 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$ para el aluminio) y S es la sección (mm^2). El límite admisible se establece en $\Delta U < 5 \%$ de la tensión nominal (30 kV, es decir, 1.500 V).

- TRAMOS INDIVIDUALES ($S=95 \text{ mm}^2$):

TRAMO	L (m)	ΔU (V)	ΔU (%)
a1 - a2	512,27	43,7	0,146%
a3 - a2	499,30	42,3	0,141%
a4 - a5	538,70	45,6	0,152%
a6 - a5	509,71	43,2	0,14%

Tabla 7: Caída de tensión en los tramos individuales

- TRAMOS DE SALIDA ($S=400 \text{ mm}^2$):

TRAMO	L (m)	ΔU (V)	ΔU (%)
a2 - SUB	794,39	48	0,16%
a5 - SUB	943,46	57	0,19%

Tabla 8: Caída de tensión en los tramos de salida

Como cada aerogenerador de extremo de rama evacúa su energía a través de dos tramos en serie, la caída de tensión que realmente experimenta la instalación es la suma de ambos:

CAMINO	ΔU total (%)
a1 $\rightarrow$ a2 $\rightarrow$ SUB	0,306%
a3 $\rightarrow$ a2 $\rightarrow$ SUB	0,301%
a4 $\rightarrow$ a5 $\rightarrow$ SUB	0,342%
a6 $\rightarrow$ a5 $\rightarrow$ SUB	0,334%

Tabla 9: Caída de tensión de la instalación

En todos los casos la caída de tensión acumulada es muy inferior al límite admisible, por lo que el criterio queda ampliamente satisfecho.

3. Elección final

En la tabla que se muestra a continuación, están resumidas las secciones de cable escogidas en cada tramo.

TRAMO	SECCIÓN
a1 - a2	95 mm ² Al XLPE
a3 - a2	95 mm ² Al XLPE
a4 - a5	95 mm ² Al XLPE
a6 - a5	95 mm ² Al XLPE
a2 - SUB	400 mm ² Al XLPE
a5 - SUB	400 mm ² Al XLPE

Tabla 10: Secciones para cada tramo

ANEXO V: DESGLOSE DEL ESTUDIO DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA

Índice del ANEXO V

- 1. Objeto*
- 2. Datos de partida*
- 3. Cuenta de pérdidas y ganancias*
- 4. Flujos de caja*
- 5. Conclusiones*

Índice de tablas del Anexo V

Tabla 1: Precio de la energía en los últimos 10 años

Tabla 2: Comparación de precios

Tabla 3: Resumen de datos de partida y finales

Tabla 4: Cuenta de pérdidas y ganancias desglosada

Tabla 5: Flujo de caja libre del proyecto

Tabla 6: Flujo de caja de la deuda

Tabla 7: Flujo de caja del accionista

1. Introducción

Este anexo desarrolla en detalle el estudio de viabilidad económica del parque eólico de Galve, cuyos resultados de síntesis se recogen en el Capítulo 9 de la memoria. Se justifican aquí las hipótesis de partida y se presentan las series anuales completas de la cuenta de pérdidas y ganancias y de los flujos de caja.

2. Datos de partida

Al no disponerse de ofertas cerradas de proveedores ni de un contrato de venta de energía firmado, los parámetros que se muestran en la Tabla 1, se han estimado a partir de valores de referencia del sector.

Entre ellos, el precio de venta seleccionado es la hipótesis más determinante para la rentabilidad y, a la vez, la más incierta, por lo que merece una justificación detallada. A partir de la serie histórica del precio medio aritmético del mercado diario español publicada por OMIE [21], se han seleccionado los diez últimos años, para obtener la media de su precio.

AÑO	PRECIO (€/MWh)	OBSERVACIÓN
2016	39,67 €/MWh	
2017	52,24 €/MWh	
2018	57,29 €/MWh	
2019	47,68 €/MWh	
2020	33,96 €/MWh	Mínimo (COVID-19)
2021	111,93 €/MWh	Crisis energética
2022	167,52 €/MWh	Crisis energética — máximo histórico
2023	87,10 €/MWh	Crisis energética (normalización)
2024	63,02 €/MWh	
2025	65,29 €/MWh	

Tabla 1: Precio de la energía en los últimos 10 años

La serie está fuertemente condicionada por la crisis energética de 2021-2023, lo implica que la media no es representativa. Por ello, se obtiene sin tenerlos en cuenta.

ESTADÍSTICOS	
Media aritmética (10 años)	72,57 €/MWh
Media excluyendo 2021-2023	51,31 €/MWh

Tabla 2: Comparación de precios

Como contraste, y sin emplearse como base de cálculo, los contratos de compraventa de energía a largo plazo (PPA) firmados para proyectos eólicos en España se situaban en torno a 53 €/MWh durante 2025. En consecuencia, se adopta un precio de 52,00 €/MWh para el primer año, con crecimiento del 2 % anual.

Por otro lado, el modelo asume una producción neta constante a lo largo de los 25 años de vida útil y un crecimiento de los gastos de explotación equivalente a la tasa de inflación general (2 % anual). Al evolucionar ingresos y costes al mismo ritmo, el margen EBITDA resulta constante (72,6 %).

En la práctica dicho margen disminuye progresivamente por dos motivos, la producción del parque tiende a degradarse ligeramente con el envejecimiento de los equipos, y los costes de operación y mantenimiento tienden a crecer. Su omisión implica que los resultados obtenidos deben interpretarse como un escenario ligeramente optimista en los últimos ejercicios.

DATOS TÉCNICOS	
Número de aerogeneradores	6
Potencia unitaria (Siemens Gamesa SG 6,6-170)	6,6 MW
Potencia total instalada	39,6 MW
Producción neta anual	112.384 MWh
Vida útil del proyecto	25 años

PRECIO E INFLACIÓN	
Precio de venta año 1	52,00 €/MWh
Inflación anual (precios y costes)	2,0%

INVERSIÓN (CAPEX)	
Aerogeneradores	27.300.000 €
Obra civil	5.040.000 €
Instalación eléctrica	6.300.000 €
Desarrollo del proyecto (DEVEX)	3.360.000 €
CAPEX TOTAL	42.000.000 €
CAPEX por MW instalado	1.060.606 €/MW

GASTOS DE EXPLOTACIÓN (OPEX), AÑO 1	
O&M de aerogeneradores	880.000 €
O&M eléctrico y obra civil	240.000 €
Arrendamiento de terrenos	160.000 €
Seguros	128.000 €
Gestión técnico-económica y centro de control	112.000 €
Impuestos y tributos locales	80.000 €
OPEX TOTAL AÑO 1	1.600.000 €
OPEX por MW instalado	40.404 €/MW

FINANCIACIÓN	
% Deuda	70,0%
% Recursos propios (equity)	30,0%
Deuda total	29.400.000 €
Equity total	12.600.000 €
Coste de la deuda antes de impuestos (Kd)	4,50%
Plazo de amortización de la deuda	20 años
Cuota de principal anual	1.470.000 €

FISCALIDAD Y AMORTIZACIÓN	
Impuesto de Sociedades	25,0%
Amortización contable anual	1.680.000 €

COSTE DEL CAPITAL (WACC)	
Tasa libre de riesgo (Rf)	3,50%
Beta (β)	0,90
Prima de riesgo de mercado	6,00%
Coste del equity ($K_e = R_f + \beta \cdot \text{prima}$)	8,90%
Coste de la deuda después de impuestos	3,38%
WACC	5,03%

Tabla 3: Resumen de datos de partida y de lo obtenido

3. Cuenta de pérdidas y ganancias

Se presenta la cuenta de pérdidas y ganancias completa, en formato analítico del Plan General Contable, para los 25 años de vida útil. El impuesto se calcula sobre el Resultado antes de impuestos (BAI), es decir, después de descontar los gastos financieros, conforme a la normativa contable.

CONCEPTO	AÑO1	AÑO2	AÑO3	AÑO4	AÑO5	AÑO6	AÑO7	AÑO8	AÑO9	AÑO10	AÑO11	AÑO12	AÑO13	AÑO14	AÑO15	AÑO16	AÑO17	AÑO18	AÑO19	AÑO20	AÑO21	AÑO22	AÑO23	AÑO24	AÑO25	
Producción (MWh)	112.384	112.384	112.384	112.384	112.384	112.384	112.384	112.384	112.384	112.384	112.384	112.384	112.384	112.384	112.384	112.384	112.384	112.384	112.384	112.384	112.384	112.384	112.384	112.384	112.384	
Precio de venta (€/MWh)	52,00 €/MWh	53,04 €/MWh	54,10 €/MWh	55,18 €/MWh	56,29 €/MWh	57,41 €/MWh	58,56 €/MWh	59,73 €/MWh	60,93 €/MWh	62,14 €/MWh	63,39 €/MWh	64,66 €/MWh	65,95 €/MWh	67,27 €/MWh	68,61 €/MWh	69,99 €/MWh	71,38 €/MWh	72,81 €/MWh	74,27 €/MWh	75,75 €/MWh	77,27 €/MWh	78,81 €/MWh	80,39 €/MWh	82,00 €/MWh	83,64 €/MWh	
Importe neto de la cifra de negocios	5.843.958 €	5.960.838 €	6.080.054 €	6.201.655 €	6.325.688 €	6.452.202 €	6.581.246 €	6.712.871 €	6.847.129 €	6.984.071 €	7.123.753 €	7.266.228 €	7.411.552 €	7.559.783 €	7.710.979 €	7.865.199 €	8.022.503 €	8.182.953 €	8.346.612 €	8.513.544 €	8.683.815 €	8.857.491 €	9.034.641 €	9.215.334 €	9.399.640 €	187.183.738 €
(-) Gastos de explotación (OPEX)	-1.600.000 €	-1.632.000 €	-1.664.640 €	-1.697.933 €	-1.731.891 €	-1.766.529 €	-1.801.860 €	-1.837.897 €	-1.874.655 €	-1.912.148 €	-1.950.391 €	-1.989.399 €	-2.029.187 €	-2.069.771 €	-2.111.166 €	-2.153.389 €	-2.196.457 €	-2.240.386 €	-2.285.194 €	-2.330.898 €	-2.377.516 €	-2.425.066 €	-2.473.567 €	-2.523.039 €	-2.573.500 €	-51.248.480 €
EBITDA	4.243.958 €	4.328.838 €	4.415.414 €	4.503.723 €	4.593.797 €	4.685.673 €	4.779.386 €	4.874.974 €	4.972.474 €	5.071.923 €	5.173.362 €	5.276.829 €	5.382.365 €	5.490.013 €	5.599.813 €	5.711.809 €	5.826.045 €	5.942.566 €	6.061.418 €	6.182.646 €	6.306.299 €	6.432.425 €	6.561.073 €	6.692.295 €	6.826.141 €	135.935.259 €
Márgen EBITDA(%)	72,6%	72,6%	72,6%	72,6%	72,6%	72,6%	72,6%	72,6%	72,6%	72,6%	72,6%	72,6%	72,6%	72,6%	72,6%	72,6%	72,6%	72,6%	72,6%	72,6%	72,6%	72,6%	72,6%	72,6%	72,6%	
(-) Amortización del inmovilizado	-1.680.000 €	-1.680.000 €	-1.680.000 €	-1.680.000 €	-1.680.000 €	-1.680.000 €	-1.680.000 €	-1.680.000 €	-1.680.000 €	-1.680.000 €	-1.680.000 €	-1.680.000 €	-1.680.000 €	-1.680.000 €	-1.680.000 €	-1.680.000 €	-1.680.000 €	-1.680.000 €	-1.680.000 €	-1.680.000 €	-1.680.000 €	-1.680.000 €	-1.680.000 €	-1.680.000 €	-1.680.000 €	-42.000.000 €
Resultado de explotación (BAI)	2.563.958 €	2.648.838 €	2.735.414 €	2.823.723 €	2.913.797 €	3.005.673 €	3.099.386 €	3.194.974 €	3.292.474 €	3.391.923 €	3.493.362 €	3.596.829 €	3.702.365 €	3.810.013 €	3.919.813 €	4.031.809 €	4.146.045 €	4.262.566 €	4.381.418 €	4.502.646 €	4.626.299 €	4.752.425 €	4.881.073 €	5.012.295 €	5.146.141 €	93.935.259 €
(-) Gastos financieros	-1.323.000 €	-1.256.850 €	-1.190.700 €	-1.124.550 €	-1.058.400 €	-992.250 €	-926.100 €	-859.950 €	-793.800 €	-727.650 €	-661.500 €	-595.350 €	-529.200 €	-463.050 €	-396.900 €	-330.750 €	-264.600 €	-198.450 €	-132.300 €	-66.150 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	-13.891.500 €
Resultado antes de impuestos (BAI)	1.240.958 €	1.391.988 €	1.544.714 €	1.699.173 €	1.855.397 €	2.013.423 €	2.173.286 €	2.335.024 €	2.498.674 €	2.664.273 €	2.831.862 €	3.001.479 €	3.173.165 €	3.346.963 €	3.522.913 €	3.701.059 €	3.881.445 €	4.064.116 €	4.249.118 €	4.436.496 €	4.626.299 €	4.752.425 €	4.881.073 €	5.012.295 €	5.146.141 €	80.043.759 €
(-) Impuesto de Sociedades	-310.240 €	-347.997 €	-386.179 €	-424.793 €	-463.849 €	-503.356 €	-543.322 €	-583.756 €	-624.668 €	-666.068 €	-707.965 €	-750.370 €	-793.291 €	-836.741 €	-880.728 €	-925.265 €	-970.361 €	-1.016.029 €	-1.062.279 €	-1.109.124 €	-1.156.575 €	-1.188.106 €	-1.220.268 €	-1.253.074 €	-1.286.535 €	-20.010.940 €
RESULTADO DE EJERCICIO	930.719 €	1.043.991 €	1.158.536 €	1.274.379 €	1.391.548 €	1.510.067 €	1.629.965 €	1.751.268 €	1.874.005 €	1.998.205 €	2.123.896 €	2.251.109 €	2.379.874 €	2.510.222 €	2.642.185 €	2.775.794 €	2.911.084 €	3.048.087 €	3.186.838 €	3.327.372 €	3.469.724 €	3.564.319 €	3.660.805 €	3.759.221 €	3.859.606 €	60.032.819 €
Márgen neto (%)	15,9%	17,5%	19,1%	20,5%	22,0%	23,4%	24,8%	26,1%	27,4%	28,6%	29,8%	31,0%	32,1%	33,2%	34,3%	35,3%	36,3%	37,2%	38,2%	39,1%	40,0%	40,2%	40,5%	40,8%	41,1%	

Tabla 4: Cuenta de pérdidas y ganancias desglosada

4. Flujos de caja

FLUJO DE CAJA LIBRE DEL PROYECTO (FCF)																										
CONCEPTO	AÑO0	AÑO1	AÑO2	AÑO3	AÑO4	AÑO5	AÑO6	AÑO7	AÑO8	AÑO9	AÑO10	AÑO11	AÑO12	AÑO13	AÑO14	AÑO15	AÑO16	AÑO17	AÑO18	AÑO19	AÑO20	AÑO21	AÑO22	AÑO23	AÑO24	AÑO25
EBITDA	—	4.243.958 €	4.328.838 €	4.415.414 €	4.503.723 €	4.593.797 €	4.685.673 €	4.779.386 €	4.874.974 €	4.972.474 €	5.071.923 €	5.173.362 €	5.276.829 €	5.382.365 €	5.490.013 €	5.599.813 €	5.711.809 €	5.826.045 €	5.942.566 €	6.061.418 €	6.182.646 €	6.306.299 €	6.432.425 €	6.561.073 €	6.692.295 €	6.826.141 €
(-) Amortización	—	-1.680.000 €	-1.680.000 €	-1.680.000 €	-1.680.000 €	-1.680.000 €	-1.680.000 €	-1.680.000 €	-1.680.000 €	-1.680.000 €	-1.680.000 €	-1.680.000 €	-1.680.000 €	-1.680.000 €	-1.680.000 €	-1.680.000 €	-1.680.000 €	-1.680.000 €	-1.680.000 €	-1.680.000 €	-1.680.000 €	-1.680.000 €	-1.680.000 €	-1.680.000 €	-1.680.000 €	-1.680.000 €
Bal (Resultado de exp	—	2.563.958 €	2.648.838 €	2.735.414 €	2.823.723 €	2.913.797 €	3.005.673 €	3.099.386 €	3.194.974 €	3.292.474 €	3.391.923 €	3.493.362 €	3.596.829 €	3.702.365 €	3.810.013 €	3.919.813 €	4.031.809 €	4.146.045 €	4.262.566 €	4.381.418 €	4.502.646 €	4.626.299 €	4.752.425 €	4.881.073 €	5.012.295 €	5.146.141 €
(-) Impuestos sobre e	—	-640.990 €	-662.209 €	-683.854 €	-705.931 €	-728.449 €	-751.418 €	-774.847 €	-798.744 €	-823.118 €	-847.981 €	-873.340 €	-899.207 €	-925.591 €	-952.503 €	-979.953 €	-1.007.952 €	-1.036.511 €	-1.065.642 €	-1.095.354 €	-1.125.661 €	-1.156.575 €	-1.188.106 €	-1.220.268 €	-1.253.074 €	-1.286.535 €
Beneficio después de	—	1.922.969 €	1.986.628 €	2.051.561 €	2.117.792 €	2.185.348 €	2.254.255 €	2.324.540 €	2.396.231 €	2.469.355 €	2.543.942 €	2.620.021 €	2.697.622 €	2.776.774 €	2.857.510 €	2.939.860 €	3.023.857 €	3.109.534 €	3.196.925 €	3.286.063 €	3.376.984 €	3.469.724 €	3.564.319 €	3.660.805 €	3.759.221 €	3.859.606 €
(+) Amortización	—	1.680.000 €	1.680.000 €	1.680.000 €	1.680.000 €	1.680.000 €	1.680.000 €	1.680.000 €	1.680.000 €	1.680.000 €	1.680.000 €	1.680.000 €	1.680.000 €	1.680.000 €	1.680.000 €	1.680.000 €	1.680.000 €	1.680.000 €	1.680.000 €	1.680.000 €	1.680.000 €	1.680.000 €	1.680.000 €	1.680.000 €	1.680.000 €	1.680.000 €
(-) Inversión en inmo	-42.000.000 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
FLUJO DE CAJA LIBRE	-42.000.000 €	3.602.969 €	3.666.628 €	3.731.561 €	3.797.792 €	3.865.348 €	3.934.255 €	4.004.540 €	4.076.231 €	4.149.355 €	4.223.942 €	4.300.021 €	4.377.622 €	4.456.774 €	4.537.510 €	4.619.860 €	4.703.857 €	4.789.534 €	4.876.925 €	4.966.063 €	5.056.984 €	5.149.724 €	5.244.319 €	5.340.805 €	5.439.221 €	5.539.606 €

Tabla 5: Flujo de caja libre del proyecto

FLUJO DE CAJA DE LA DEUDA (FCD)																										
CONCEPTO	AÑO0	AÑO1	AÑO2	AÑO3	AÑO4	AÑO5	AÑO6	AÑO7	AÑO8	AÑO9	AÑO10	AÑO11	AÑO12	AÑO13	AÑO14	AÑO15	AÑO16	AÑO17	AÑO18	AÑO19	AÑO20	AÑO21	AÑO22	AÑO23	AÑO24	AÑO25
Deuda viva a inicio de año	—	29.400.000 €	27.930.000 €	26.460.000 €	24.990.000 €	23.520.000 €	22.050.000 €	20.580.000 €	19.110.000 €	17.640.000 €	16.170.000 €	14.700.000 €	13.230.000 €	11.760.000 €	10.290.000 €	8.820.000 €	7.350.000 €	5.880.000 €	4.410.000 €	2.940.000 €	1.470.000 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
(+) Disposición de la deuda	29.400.000 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
(-) Pago de intereses	—	1.323.000 €	1.256.850 €	1.190.700 €	1.124.550 €	1.058.400 €	992.250 €	926.100 €	859.950 €	793.800 €	727.650 €	661.500 €	595.350 €	529.200 €	463.050 €	396.900 €	330.750 €	264.600 €	198.450 €	132.300 €	66.150 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
(+) Escudo fiscal de los intereses	—	330.750 €	314.213 €	297.675 €	281.138 €	264.600 €	248.063 €	231.525 €	214.988 €	198.450 €	181.913 €	165.375 €	148.838 €	132.300 €	115.763 €	99.225 €	82.688 €	66.150 €	49.613 €	33.075 €	16.538 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
(-) Devolución del principal	—	1.470.000 €	1.470.000 €	1.470.000 €	1.470.000 €	1.470.000 €	1.470.000 €	1.470.000 €	1.470.000 €	1.470.000 €	1.470.000 €	1.470.000 €	1.470.000 €	1.470.000 €	1.470.000 €	1.470.000 €	1.470.000 €	1.470.000 €	1.470.000 €	1.470.000 €	1.470.000 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
FLUJO DE CAJA DE LA DEUDA	29.400.000 €	-2.462.250 €	-2.412.638 €	-2.363.025 €	-2.313.413 €	-2.263.800 €	-2.214.188 €	-2.164.575 €	-2.114.963 €	-2.065.350 €	-2.015.738 €	-1.966.125 €	-1.916.513 €	-1.866.900 €	-1.817.288 €	-1.767.675 €	-1.718.063 €	-1.668.450 €	-1.618.838 €	-1.569.225 €	-1.519.613 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €

Tabla 6: Flujo de caja de la deuda

FLUJO DE CAJA DEL ACCIONISTA (CFac)																										
CONCEPTO	AÑO0	AÑO1	AÑO2	AÑO3	AÑO4	AÑO5	AÑO6	AÑO7	AÑO8	AÑO9	AÑO10	AÑO11	AÑO12	AÑO13	AÑO14	AÑO15	AÑO16	AÑO17	AÑO18	AÑO19	AÑO20	AÑO21	AÑO22	AÑO23	AÑO24	AÑO25
Flujo de Caja Libre (FCF)	-42.000.000 €	3.602.969 €	3.666.628 €	3.731.561 €	3.797.792 €	3.865.348 €	3.934.255 €	4.004.540 €	4.076.231 €	4.149.355 €	4.223.942 €	4.300.021 €	4.377.622 €	4.456.774 €	4.537.510 €	4.619.860 €	4.703.857 €	4.789.534 €	4.876.925 €	4.966.063 €	5.056.984 €	5.149.724 €	5.244.319 €	5.340.805 €	5.439.221 €	5.539.606 €
(+) Flujo de Caja de la Deuda (FCD)	29.400.000 €	-2.462.250 €	-2.412.638 €	-2.363.025 €	-2.313.413 €	-2.263.800 €	-2.214.188 €	-2.164.575 €	-2.114.963 €	-2.065.350 €	-2.015.738 €	-1.966.125 €	-1.916.513 €	-1.866.900 €	-1.817.288 €	-1.767.675 €	-1.718.063 €	-1.668.450 €	-1.618.838 €	-1.569.225 €	-1.519.613 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
FLUJO DE CAJA DEL ACCIONISTA (CFac)	-12.600.000 €	1.140.719 €	1.253.991 €	1.368.536 €	1.484.379 €	1.601.548 €	1.720.067 €	1.839.965 €	1.961.268 €	2.084.005 €	2.208.205 €	2.333.896 €	2.461.109 €	2.589.874 €	2.720.222 €	2.852.185 €	2.985.794 €	3.121.084 €	3.258.087 €	3.396.838 €	3.537.372 €	5.149.724 €	5.244.319 €	5.340.805 €	5.439.221 €	5.539.606 €

Tabla 7: Flujo de caja del accionista

5. Conclusiones

La cuenta de pérdidas y ganancias nos muestra que el resultado del ejercicio es positivo desde el primer año, creciendo de 930.719 € hasta 3.859.606 €. La mejora no procede de la operación del parque (margen EBITDA constante) sino del progresivo desapalancamiento financiero, la deuda se amortiza hasta anularse en el año 21. El resultado acumulado de los 25 años asciende a 60.032.819 €.

Por su parte, el flujo de caja acumulado del proyecto pasa a ser positivo durante el año 11, situando el payback simple en torno a 10,7 años. El flujo acumulado del accionista se torna positivo durante el año 9. Al término de la vida útil, el proyecto habrá generado un flujo acumulado neto de 70.451.444 € y el accionista de 60.032.819 €, cifra esta última que coincide, como cabe esperar, con el resultado acumulado de la cuenta de pérdidas y ganancias.

ANEXO VI: PLANOS

Índice del ANEXO VI

Plano nº1: Objeto y caminos al parque eólico

Plano nº2: Localización de los aerogeneradores en el mapa topográfico

Plano nº3: Zanjas eléctricas

Plano nº4: Tipo de sección de las zanjas

Plano nº5: Esquema unifilar de la red de media tensión

Plano nº6: Vial tipo



MATERIAL			PARQUE EÓLICO GALVE	
TOLERANCIA				
	NOMBRE	FECHA	Accesos y caminos al parque eólico	
DIBUJADO	B.L.C	20/06/2026		
COMPROBADO	B.L.C	13/07/2026		
ESCALA:			I.C.A.I	Nº de plano 1

